AGGM Austrian Gas Grid Management AG
Peak Vienna
Floridsdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien, Österreich
www.aggm.at

Wien, 2025

Bericht zur österreichischen Marktbilanzierung

Periode Gaswirtschaftsjahr 2023/24

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis ..... **II**
Abbildungsverzeichnis ..... **III**
Tabellenverzeichnis ..... **III**
Executive Summary **1**
Datengrundlage 1
1 Einleitung **1**
2 Allgemeine Informationen zum Markt **2**
3 Physikalisches Ausgleichsenergiemanagement in den Marktgebieten **3**
3.1 Marktvolumen 3
3.1.1 Marktgebiet Ost 3
3.1.2 Marktgebiete Tirol & Vorarlberg 5
3.2 Endkundenverbräuche 6
3.2.1 Marktgebiet Ost 6
3.2.2 Marktgebiete Tirol & Vorarlberg 7
3.3 Nutzung Netzpuffer 8
3.3.1 Marktgebiet Ost 8
3.3.2 Marktgebiete Tirol & Vorarlberg 10
3.4 Ausgleichsenergiebewirtschaftung 11
3.4.1 Marktgebiet Ost 11
3.4.2 Marktgebiete Tirol & Vorarlberg 13
3.5 Conclusio 14
4 Kommerzielle Bilanzierung in den Marktgebieten **15**
4.1 Ausgleichsenergiepreise 15
4.2 Ausgleichsenergiepreise Marktgebiet Ost 16
4.3 Ausgleichsenergiepreise Marktgebiete Tirol und Vorarlberg 18
5 Ergänzendes untertägiges Anreizsystem gemäß § 23 GMMO-VO 2020 ..... **20**
5.1 Untertägiges Anreizsystem Marktgebiet Ost 20
5.2 Untertägiges Anreizsystem Marktgebiete Tirol und Vorarlberg 24
6 Umlagekonto **27**
6.1 Umlagekonto Marktgebiet Ost 27
6.2 Umlagekonto Marktgebiete Tirol und Vorarlberg 27

Abkürzungsverzeichnis

A&B	Ausgleichsenergie & Bilanzgruppen Management
AE	Ausgleichsenergie
AGCS	Austrian Gas Clearing & Settlement
BG	Bilanzgruppe
BGV	Bilanzgruppenverantwortlicher
BS	Bilanzierungsstelle(n)
CEGH	Central European Gas Hub
EEX	European Energy Exchange
EKV	Endkundenverbrauch
FL	Fernleitung
GCA	Gas Connect Austria
GMMO-VO	Gas-Marktmodell-Verordnung 2020
MG	Marktgebiet
MOL	Merit Order List
MVGM	Markt- und Verteilergebietsmanager
NC BAL	Verordnung (EU) Nr. 312/2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen, ABl. Nr. L 91 vom 27.03.2014 S. 15
T&V	Tirol und Vorarlberg
TAG	Trans Austria Gasleitung
TSO	Transmission System Operators / Fernleitungsnetzbetreiber
VG	Verteilergebiet
VGM	Verteilergebietsmanager
VHP	Virtueller Handelspunkt

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Marktteilnehmer Gasjahr 2023/24 2
Abbildung 2: BGV im Länderüberblick 3
Abbildung 3: Marktvolumen Gasjahr 2023/24 4
Abbildung 4: Marktvolumen MG-Ost der letzten fünf Gasjahre 4
Abbildung 5: Marktvolumen MG Tirol & Vorarlberg Gasjahr 2023/24 5
Abbildung 6: Marktvolumen MG Tirol & Vorarlberg der letzten fünf Gasjahre 5
Abbildung 7: EKV-Ost Gasjahr 2023/24 6
Abbildung 8: EKV-Ost der letzten fünf Gasjahre 6
Abbildung 9: EKV T&V Gasjahr 2023/24 7
Abbildung 10: EKV T&V der letzten fünf Gasjahre 7
Abbildung 11: AE-Bewirtschaftung MG-Ost im Gasjahr 2023/24 9
Abbildung 12: AE-Bewirtschaftung MG-Tirol & Vorarlberg im Gasjahr 2023/24 10
Abbildung 13: AE-Käufe im MG-Ost im Gasjahr 2023/24 11
Abbildung 14: AE-Summen MG-Ost der letzten fünf Gasjahre 12
Abbildung 15: AE-Käufe im MG-T & V im Gasjahr 2023/24 13
Abbildung 16: AE-Summen MG-Tirol und Vorarlberg 14
Abbildung 17: AGCS Ausgleichsenergiepreise in EUR/MWh 16
Abbildung 18: A&B Ausgleichsenergiepreise in EUR/MWh 18
Abbildung 19: AGCS Toleranzbandüberschreitungen je Versorger und Shipper 20
Abbildung 20: AGCS Toleranzbandüberschreitungen in MWh 21
Abbildung 21: AGCS Strukturierungsentgelt bzw. spezifischer Kostenbeitrag in EUR/MWh 22
Abbildung 22: AGCS Kostenbeitrag in EUR 22
Abbildung 23: AGCS Kostenbeitrag je Versorger und Shipper 23
Abbildung 24: A&B Toleranzbandüberschreitungen je Versorger und Shipper 24
Abbildung 25: A&B Toleranzbandüberschreitungen in MWh 25
Abbildung 26: A&B Strukturierungsentgelt bzw. spezifischer Kostenbeitrag 25
Abbildung 27: A&B Kostenbeitrag in EUR 26
Abbildung 28: AGCS Umlagekonto 27
Abbildung 29: A&B Umlagekonto 28

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Gastage mit den höchsten gegenläufigen Mengen AE Kauf/Verkauf im MG-Ost im Gasjahr 2023/24 12
Tabelle 2: Gastage mit den höchsten gegenläufigen Mengen AE Kauf/Verkauf im MG-Tirol & Vorarlberg im Gasjahr 2023/24 13
Tabelle 3: AGCS Ausgleichsenergiepreise Bezug in EUR/MWh 16
Tabelle 4: AGCS Ausgleichsenergiepreise Lieferung in EUR/MWh 17
Tabelle 5: Aufteilung AEP Kauf Grenzpreis und Referenzpreis zzgl. einer kleinen Anpassung 17
Tabelle 6: A&B Ausgleichsenergiepreise Bezug 18
Tabelle 7: A&B Ausgleichsenergiepreise Lieferung 19
Tabelle 8: Anzahl der Preiselemente 19

Executive Summary

Der Bilanzierungsbericht der AGGM liefert eine umfassende Analyse der Bilanzierungsmaßnahmen im österreichischen Gasmarkt. In enger Zusammenarbeit mit den Bilanzierungsstellen wurde der Bericht für das Gaswirtschaftsjahr 2023/24 erstellt.

Datengrundlage

Sämtliche Daten des Bilanzierungsberichts wurden von der AGGM und den Bilanzierungsstellen AGCS und A&B zur Verfügung gestellt und analysiert.

1 Einleitung

Die AGGM übernimmt im österreichischen Gasmarktmodell die Rollen des Markt- und Verteilergebietsmanagers (MVGM) und ist für die ordnungsgemäße Durchführung des österreichischen Bilanzierungssystems sowie die Aufrechterhaltung der Netzstabilität in den 3 Marktgebieten Ost, Tirol und Vorarlberg verantwortlich.

Der in Zusammenarbeit mit den Bilanzierungsstellen AGCS (Marktgebiet Ost) und A&B (Markgebiet Tirol und Vorarlberg) erstellte Bilanzierungsbericht bezieht sich auf das Gasjahr 23/24, also den Zeitraum vom 1. Oktober 2023 bis zum 30. September 2024. Ziele des Berichts sind, aktuelle Entwicklungen im Bilanzierungsprozess durch den Vergleich mit Vorjahren darzustellen und Transparenz hinsichtlich der Bilanzierungstätigkeiten zu schaffen. Es sei jedoch angemerkt, dass die Vergleichbarkeit mit Berichten früherer Perioden eingeschränkt ist, da mit dem 1. Oktober 2022 ein umfassend überarbeitetes Bilanzierungssystem auf Basis der GMMO-VO in Kraft trat.

Mit Inkrafttreten der aktuellen GMMO-VO am 1. Oktober 2022 wurde im österreichischen Gasmarkt ein integriertes Bilanzierungsmodell gemäß den Vorgaben des NC-BAL eingeführt. Dieses Modell gewährleistet eine einheitliche und zentralisierte Tagesbilanzierung, die sämtliche Ein- und Ausspeisemengen der Fernleitungs- und Verteilernetze umfasst. Die zu diesem Modell gehörenden Bilanzierungsregeln definieren die Rahmenbedingungen für alle beteiligten Marktteilnehmer. Dabei obliegt es den Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV), die Ausgeglichenheit ihrer jeweiligen Bilanzierungsportfolios sicherzustellen.

Die AGGM koordiniert sämtliche Gastransporte durch die österreichischen Marktgebiete und sorgt durch verschiedene Maßnahmen für die Netzstabilität. Neben der kontrollierten Nutzung des Netzpuffers wird das Gleichgewicht aktiv durch physikalische Ausgleichsenergieabrufe sichergestellt.

Die Beschaffung der benötigten Ausgleichsenergie erfolgt über die europäische Gas-Börse (European Energy Exchange) sowie über die Merit Order List (MOL) der Bilanzierungsstellen. Diese Ausgleichsenergie dient dem laufenden Ausgleich der saldierten Differenz zwischen allen Ein- und Ausspeisungen, einschließlich der tatsächlichen Gasverbrauchsmengen. Auf diese Weise werden die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit in den österreichischen Marktgebieten gewährleistet. Sollten diese Maßnahmen nicht ausreichen, um das Netz stabil zu halten, kann die AGGM bei Bedarf Exit-Nominierungen kürzen.

Die Zuordnung der individuellen Unausgeglichenheiten zwischen Ein- und Ausspeisungen jeder Bilanzgruppe sowie deren kommerzielle Abrechnung mit den BGV erfolgt durch die Bilanzierungsstellen AGCS und A&B im Rahmen des Clearings.

Kapitel 2 des Berichts liefert zunächst allgemeine Informationen zum österreichischen Gasmarkt. In Kapitel 3 erfolgt eine Analyse der physikalischen Bilanzierungsmaßnahmen, die von der AGGM im Verteilergebiet sowie auf der Fernleitung durchgeführt werden. Kapitel 4 widmet sich dem kommerziellen Ausgleichsenergiemanagement, das von den Bilanzierungsstellen verantwortet wird. Kapitel 5 gibt einen Überblick zum untertägigem Anreizsystem gemäß § 23 GMMO-VO 2020 und Kapitel 6 behandelt das Umlagekonto.

2 Allgemeine Informationen zum Markt

Der österreichische Gasmarkt ist in drei Marktgebiete unterteilt: Ost, Tirol und Vorarlberg. Dabei bilden die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg eine gemeinsame Bilanzierungszone. Alle Marktgebiete verfügen über ein Verteilernetz, jedoch umfasst nur das Marktgebiet Ost zusätzlich Fernleitungen. Die AGGM übernimmt die Rolle des Markt- und Verteilergebietsmanagers (MVGM) für das Marktgebiet Ost sowie des Verteilergebiets-managers (VGM) für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg.

Mit der Liberalisierung des Gasmarkts wurde in Österreich das Bilanzgruppenmodell eingeführt. Eine Bilanzgruppe stellt eine virtuelle Einheit dar, in der die Aufbringung und Abgabe von Gasmengen bilanziert wird. Mitglieder einer Bilanzgruppe können Gashändler, Inhaber von Transportrechten (Kapazitätsinhaber), Gasversorger sowie Endkunden sein. BGV vertreten die Bilanzgruppe nach außen und übernehmen die wirtschaftliche Abwicklung. Alle Endkundenverbräuche sind entweder direkt oder indirekt über ihren Gasversorger Teil einer Bilanzgruppe. Zusätzlich können Sub-Bilanzgruppen eingerichtet werden, die zur Übertragung von Transportrechten an Entry- und Exit-Punkten erforderlich sind. Die zentrale Verwaltung der Bilanzgruppen erfolgt durch die AGGM.

Im Gasjahr 23/24 steigt die Anzahl der aktiven BGV von 120 zum 01.10.2023 auf 139 zum 30.09.2024 (+16 %). Die Anzahl der Versorger reduzierte sich minimal von 72 zum 01.10.2023 auf 70 zum 30.09.2024.

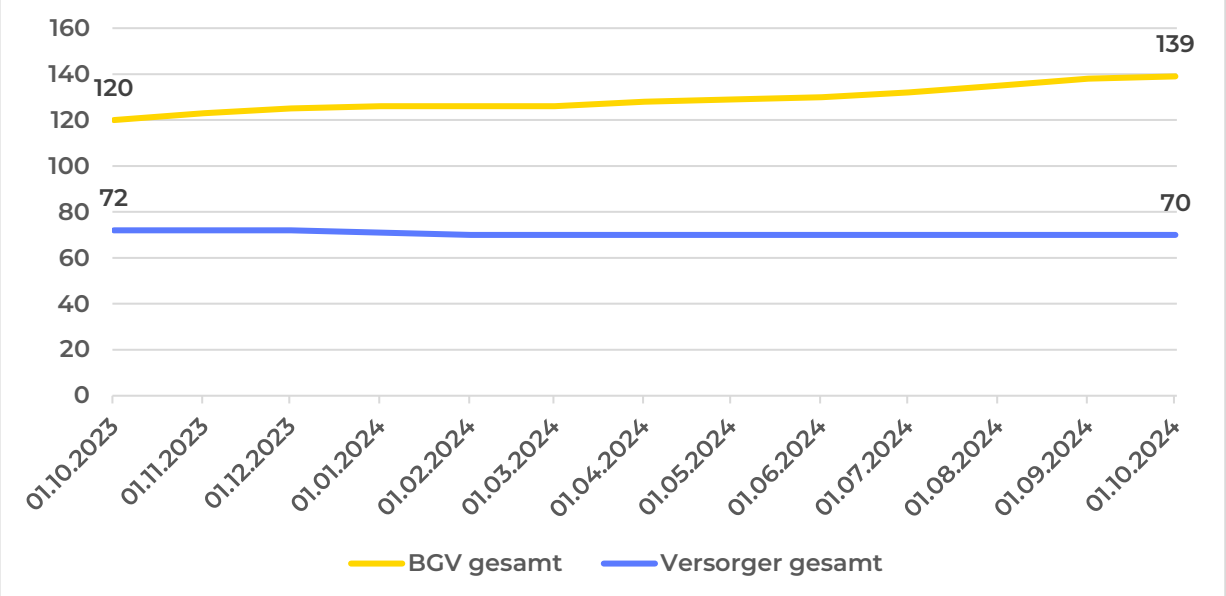

Abbildung 1: Marktteilnehmer Gasjahr 2023/24

Die Herkunft, der im österreichischen Markt aktiven BGV zum Stichtag am 30.09.2024 ist in Abbildung 2 ersichtlich. Knapp ein Fünftel der BGV hat den Firmensitz in Österreich (26),

gefolgt von den Nachbarländern Schweiz (17), Italien (17) und Deutschland (13). Der Rest verteilt sich auf andere europäische Länder.

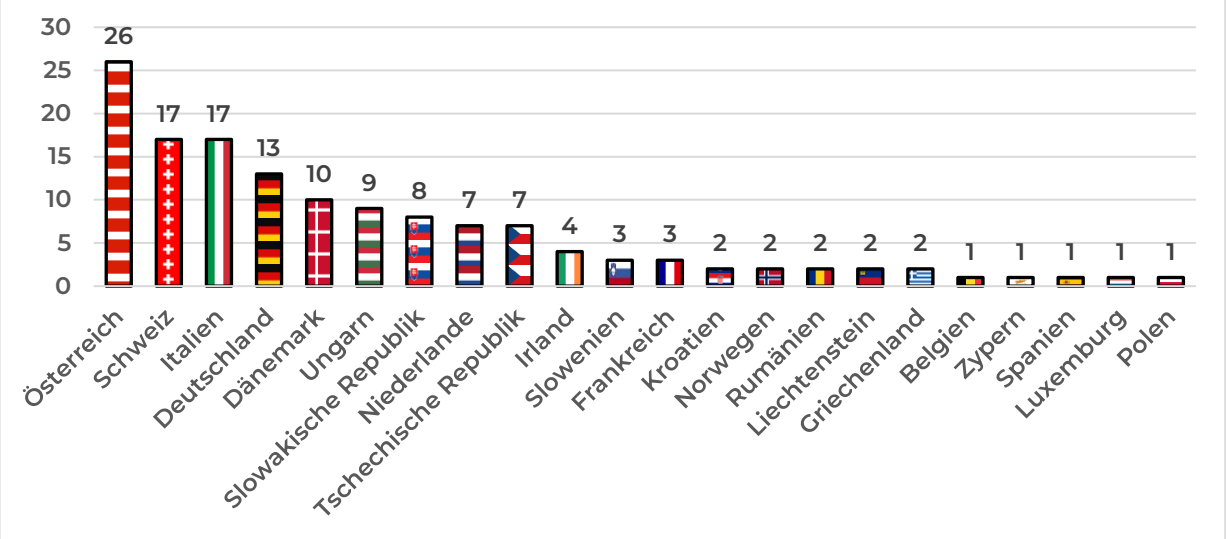

Abbildung 2: BGV im Länderüberblick

3 Physikalisches Ausgleichsenergiemanagement in den Marktgebieten

Als MVGM sichert die AGGM die kontinuierliche Gasversorgung in Österreich. Dennoch obliegt es den BGV, ihre Ein- und Ausspeisemengen physikalisch ausgeglichen zu halten. Falls der Netzpuffer des Gasnetzes (interne Regelenergie) ausgeschöpft ist, bedient sich AGGM im Zuge der Gasflusssteuerung physikalischer Bilanzierungsmaßnahmen. Wie bereits einleitend erwähnt, nimmt die AGGM unter anderem diese Bilanzierungsmaßnahmen durch den Kauf oder Verkauf von Ausgleichsenergiemengen zum Ausgleich von Marktgebietsungleichgewichten unter Berücksichtigung des nutzbaren Netzpuffers vor.

3.1 Marktvolumen

3.1.1 Marktgebiet Ost

Im Gasjahr 23/24 wurden die folgenden Mengen an allen Entry- und Exit-Punkten im österreichischen Marktgebiet Ost allokiert. Die Entry-Mengen am Virtuellen Handelspunkt sind dabei exkludiert.

Abbildung 3 zeigt einen saisonalen Verlauf, wobei die höchsten Mengen in den kalten Wintermonaten zu verzeichnen sind, insbesondere von Dezember 2023 bis März 2024. Dies spiegelt die erhöhte Nachfrage in der Heizperiode wider. In den Sommermonaten sind die Mengen tendenziell niedriger, mit einem Minimum im Juni 2024.

Eine Ausnahme bildet der Anstieg ab Juni 2024, der auf den Beginn der Einspeicherperiode zurückzuführen ist. Die erneute Zunahme ab Juli deutet darauf hin, dass in diesem Monat

die Befüllung der Speicher für den kommenden Winter verstärkt wurde.

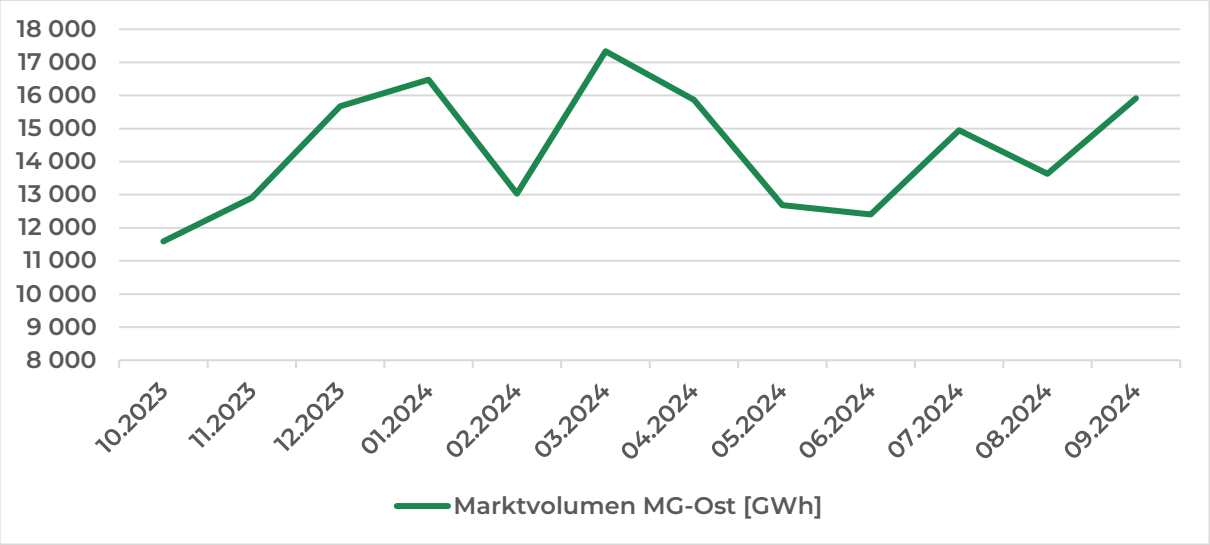

Abbildung 3: Marktvolumen Gasjahr 2023/24

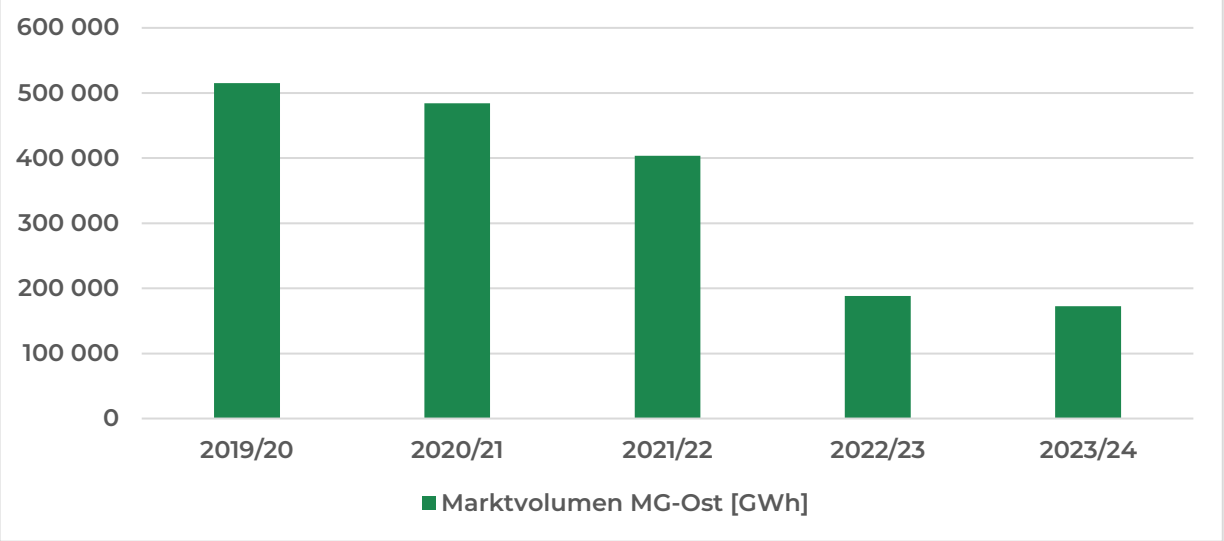

Abbildung 4: Marktvolumen MG-Ost der letzten fünf Gasjahre

In der Abbildung 4 sieht man den Vergleich des Marktvolumens im MG-Ost der letzten fünf Gasjahre. Ein Abwärtstrend ist besonders im Vergleich des Gasjahres 21/22 zu 22/23 erkennbar, der vor allem auf die stark reduzierten physikalischen Entry Flüsse basierend auf Allokationen in Baumgarten, Oberkappel, Überackern und dazu korrespondierend reduzierte physikalische Exit-Flüsse vor allem in Arnoldstein zurückzuführen ist. Der Trend setzt sich im Gasjahr 23/24 weiter fort, was unter anderem auf anhaltend reduzierte internationale physikalische Flüsse, sowie eine insgesamt geringere Marktnachfrage zurückzuführen ist.

3.1.2 Marktgebiete Tirol & Vorarlberg

Im Gasjahr 23/24 wurden folgende Mengen an allen Entry und Exit-Punkten in den MG Tirol und Vorarlberg allokiert. Generell sieht man die höheren Mengen in den kalten Wintermonaten und fallende Mengen im Sommer.

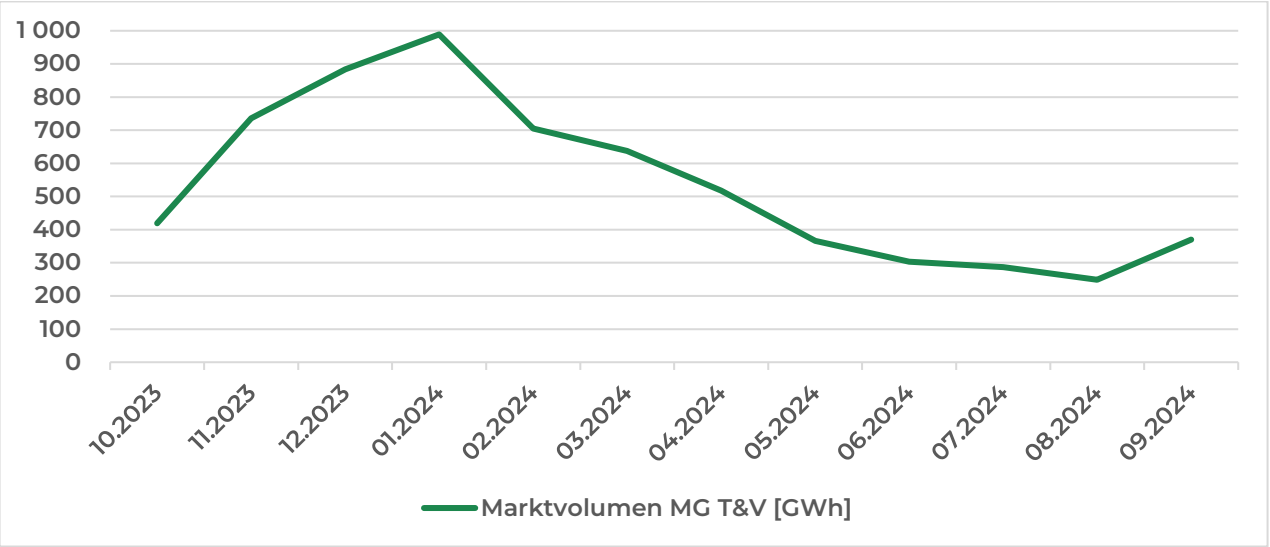

Abbildung 5: Marktvolumen MG Tirol & Vorarlberg Gasjahr 2023/24

Im 5-Jahresvergleich sind die Mengen nur geringfügigen Schwankungen unterworfen. In den Jahren 20/21 und 21/22 waren die Mengen etwas höher, in den Jahren 22/23 und 23/24 sanken die Mengen. Dies lässt sich auf den insb. temperaturbedingt niedrigeren Verbrauch im Raumwärmebereich zurückführen.

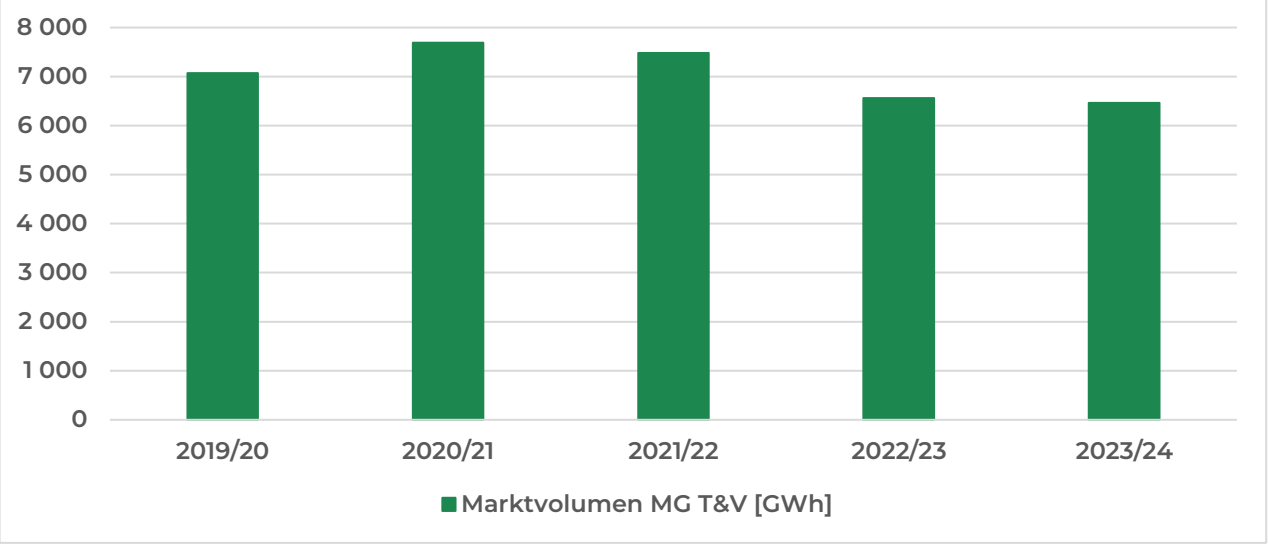

Abbildung 6: Marktvolumen MG Tirol & Vorarlberg der letzten fünf Gasjahre

3.2 Endkundenverbräuche

3.2.1 Marktgebiet Ost

Im MG-Ost wurden im Gasjahr 23/24 folgende Mengen für die Endkundenversorgung aufgezeichnet. Die saisonalen Schwankungen sind gut erkennbar.

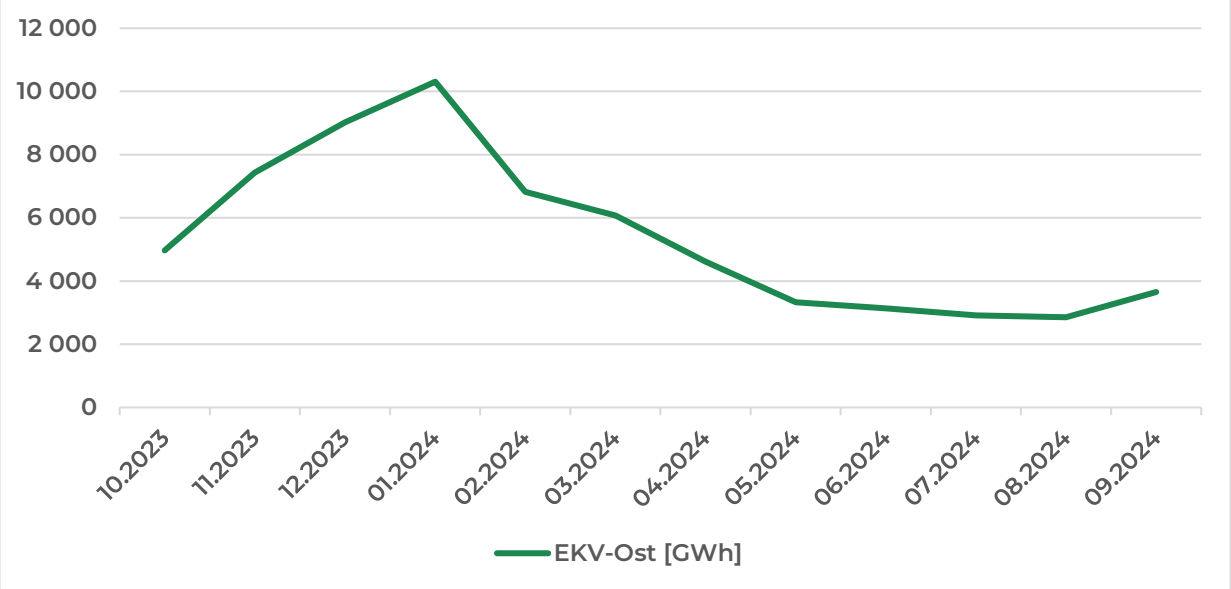

Abbildung 7: EKV-Ost Gasjahr 2023/24

Der auch im Gasjahr 23/24 vergleichsweise niedrige Verbrauch ist weiterhin durch einen milden Winter, geringen Gaseinsatz in der Stromproduktion sowie bewusste Verbrauchsreduktionen aufgrund hoher Preise geprägt.

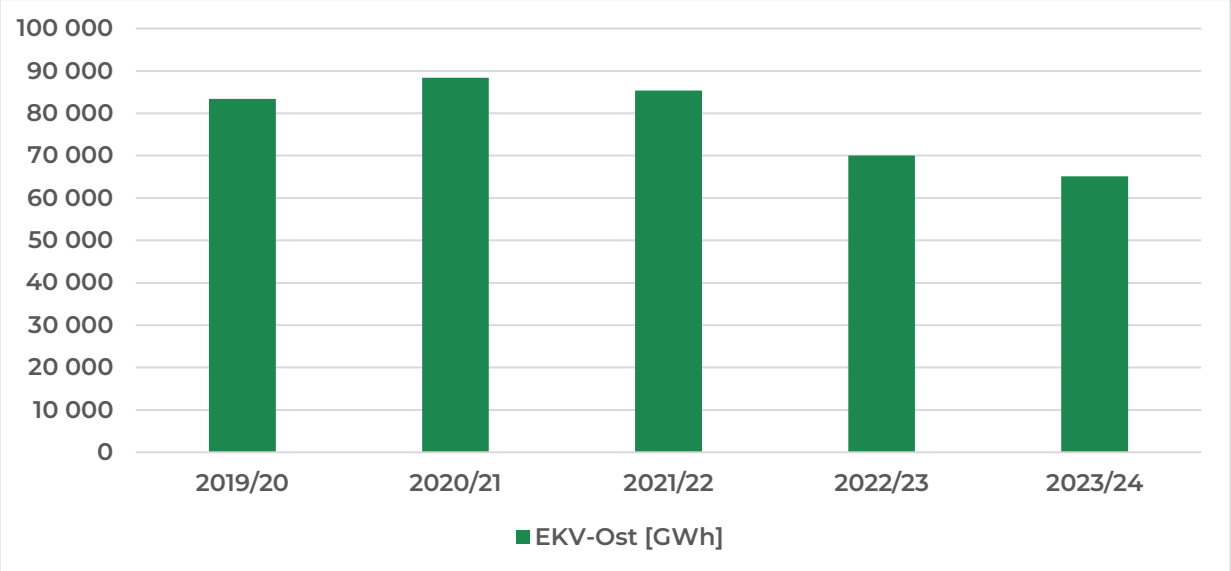

Abbildung 8: EKV-Ost der letzten fünf Gasjahre

3.2.2 Marktgebiete Tirol & Vorarlberg

In den MG Tirol & Vorarlberg wurden im Gasjahr 23/24 folgende Mengen für die Endkundenversorgung aufgewendet. Die saisonalen Schwankungen sind gut erkennbar.

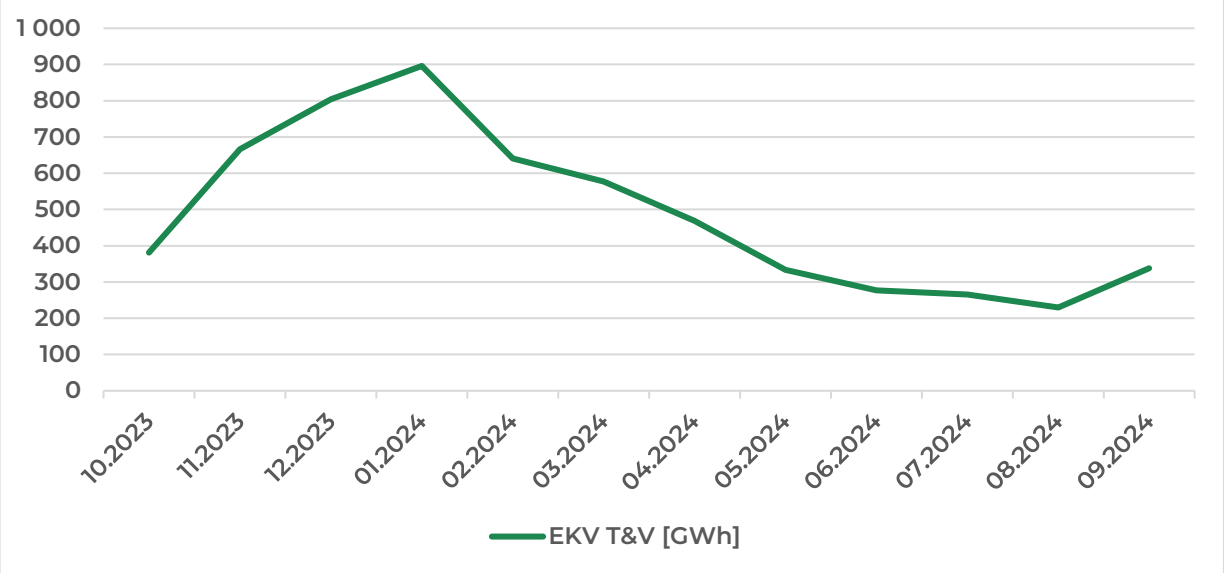

Abbildung 9: EKV T&V Gasjahr 2023/24

Der Vergleich der letzten fünf Jahre in Abbildung 10 zeigt, dass sich der Verbrauch den letzten zwei Jahren reduziert hat. Diese Entwicklung ist einerseits auf milde Winter und andererseits auf Verbrauchsreduktionen aufgrund der hohen Preise zurückzuführen.

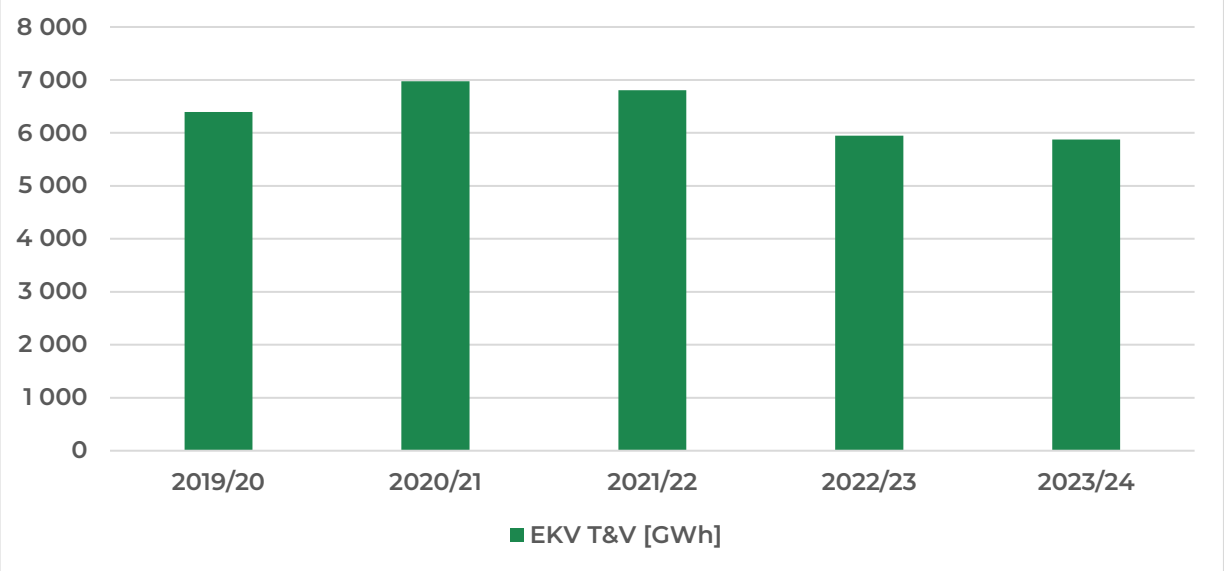

Abbildung 10: EKV T&V der letzten fünf Gasjahre

3.3 Nutzung Netzpuffer

3.3.1 Marktgebiet Ost

Die für die sichere Gasflusssteuerung zulässigen Netzpuffergrenzen werden durch die beiden Fernleitungsnetzbetreiber GCA und TAG und den MVGM definiert. Im Rahmen dieser Grenzen können Unausgeglichenheiten zwischen Ein- und Ausspeisung im Marktgebiet in einem bestimmten Ausmaß kompensiert werden.

AGGM beschafft darüber hinaus physikalische Ausgleichsenergie von der Gas-Börse am virtuellen Handelspunkt CEGH sowie von der MOL der Bilanzierungsstellen AGCS und A&B. Die Ausgleichsenergie sorgt für den laufenden Ausgleich der saldierten Differenz zwischen allen Ein- und Ausspeisungen (inkl. der tatsächlichen Gasverbrauchsmengen). Damit werden die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit in den österreichischen Marktgebieten aufrechterhalten.

Sind diese Ausgleichsmaßnahmen nicht ausreichend, um das Netz stabil zu halten, kann AGGM Entry- beziehungsweise Exit-Nominierungen nötigenfalls auch einkürzen. Zu solchen Einkürzungen ist es im Betrachtungszeitraum dieses Berichts nicht gekommen.

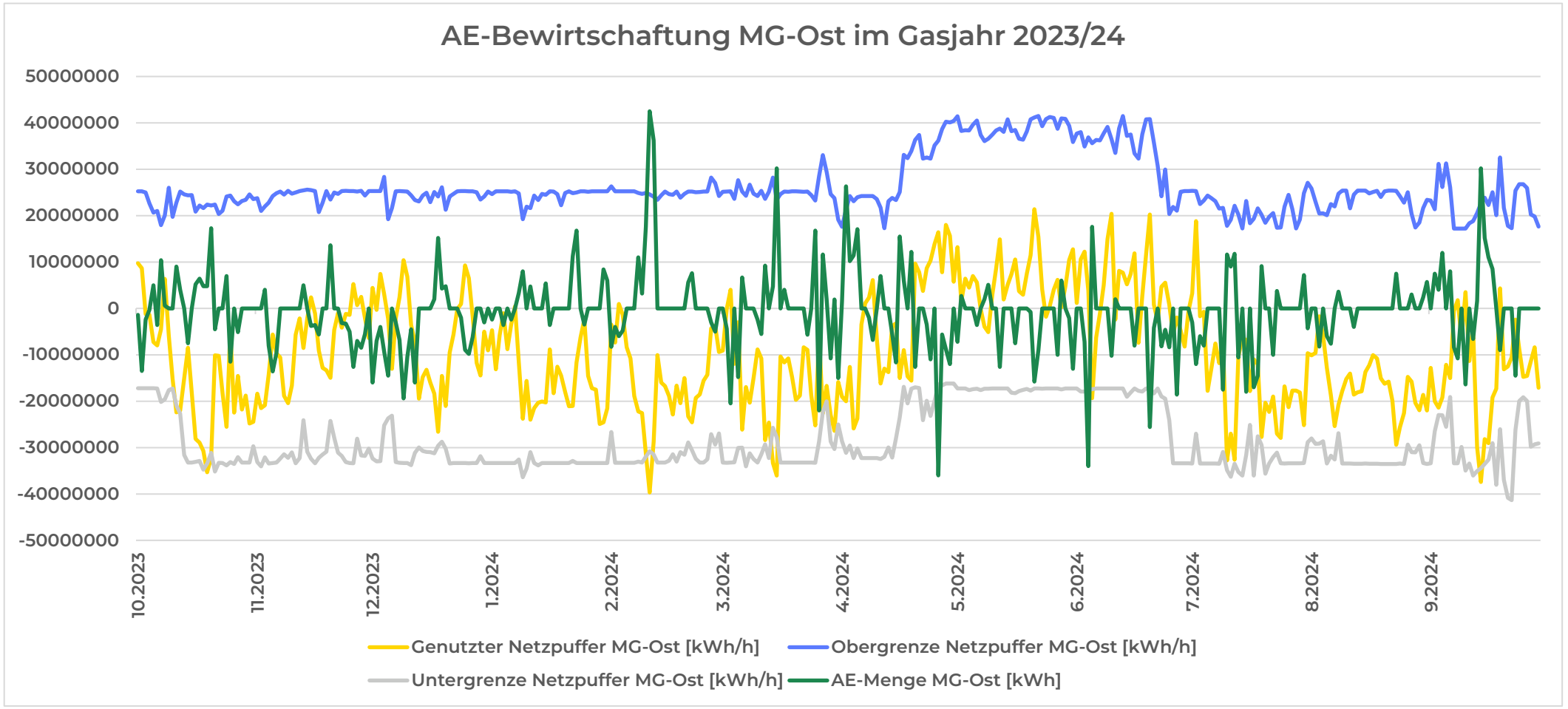

Abbildung 11: AE-Bewirtschaftung MG-Ost im Gasjahr 2023/24

Im Gasjahr 23/24 gelten obenstehende Netzpuffergrenzen in blau und grau. Der genutzte Netzpuffer wird auf Basis der allokierten Gasmengen berechnet und ist in Gelb gekennzeichnet. AE-Mengen in grün werden am VHP CEGH gekauft bzw. verkauft, wenn BGV-Portfolios unausgeglichen sein sollten und die Netzpuffernutzung an ihre Grenzen zu stoßen droht. Die Schwankungen der Netzpuffergrenzen entstehen insbesondere aufgrund der unterschiedlichen Betriebszustände der Fernleitungsnetze. AGGM als MVGM stellt sicher, dass durch die optimierte Bewirtschaftung des integrierten Gesamtsystems (FL+VG) trotz volatiler BGV-Portfolios nur geringe AE-Mengen anfallen.

3.3.2 Marktgebiete Tirol & Vorarlberg

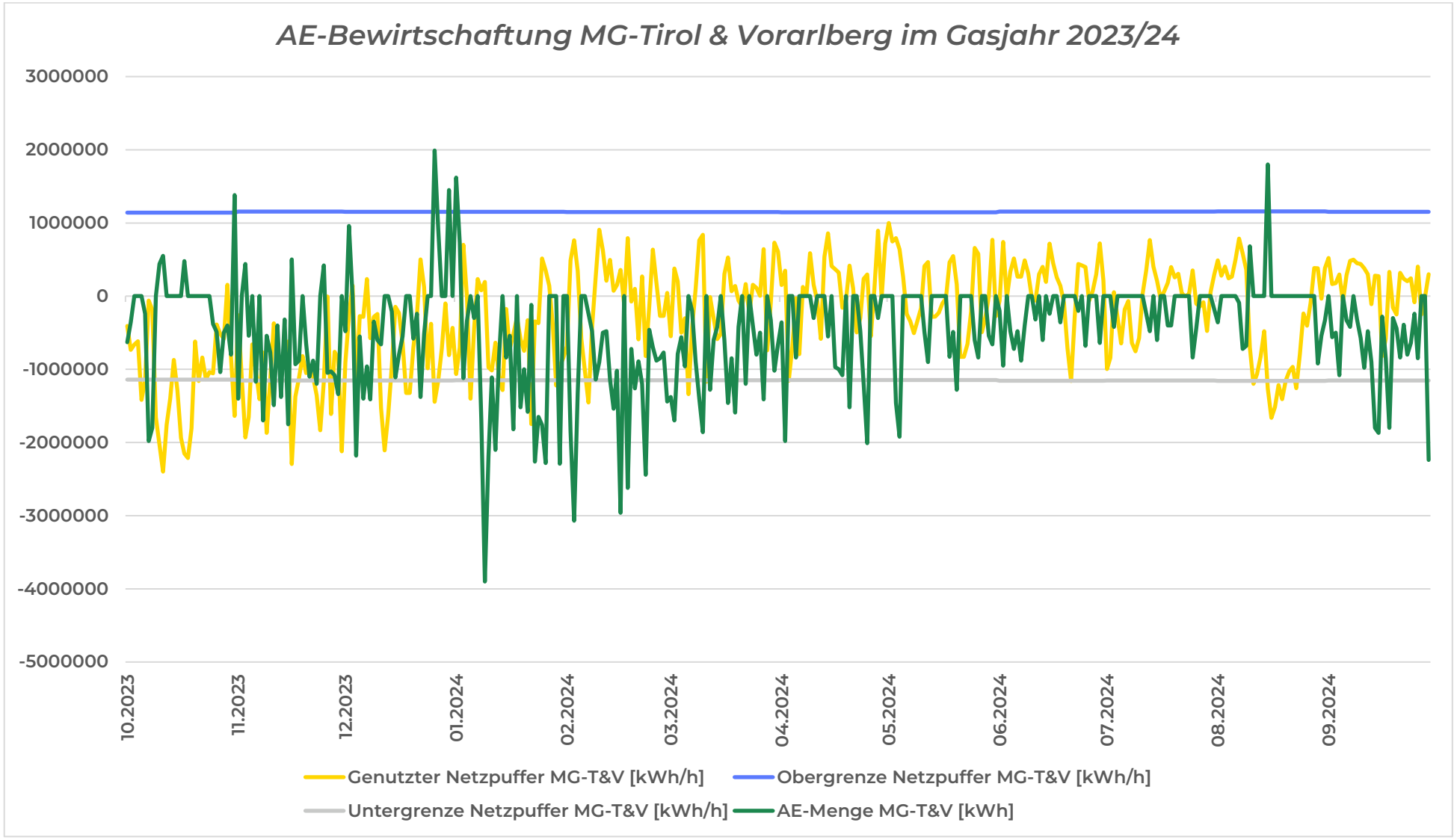

Abbildung 12: AE-Bewirtschaftung MG-Tirol & Vorarlberg im Gasjahr 2023/24

3.4 Ausgleichsenergiebewirtschaftung

3.4.1 Marktgebiet Ost

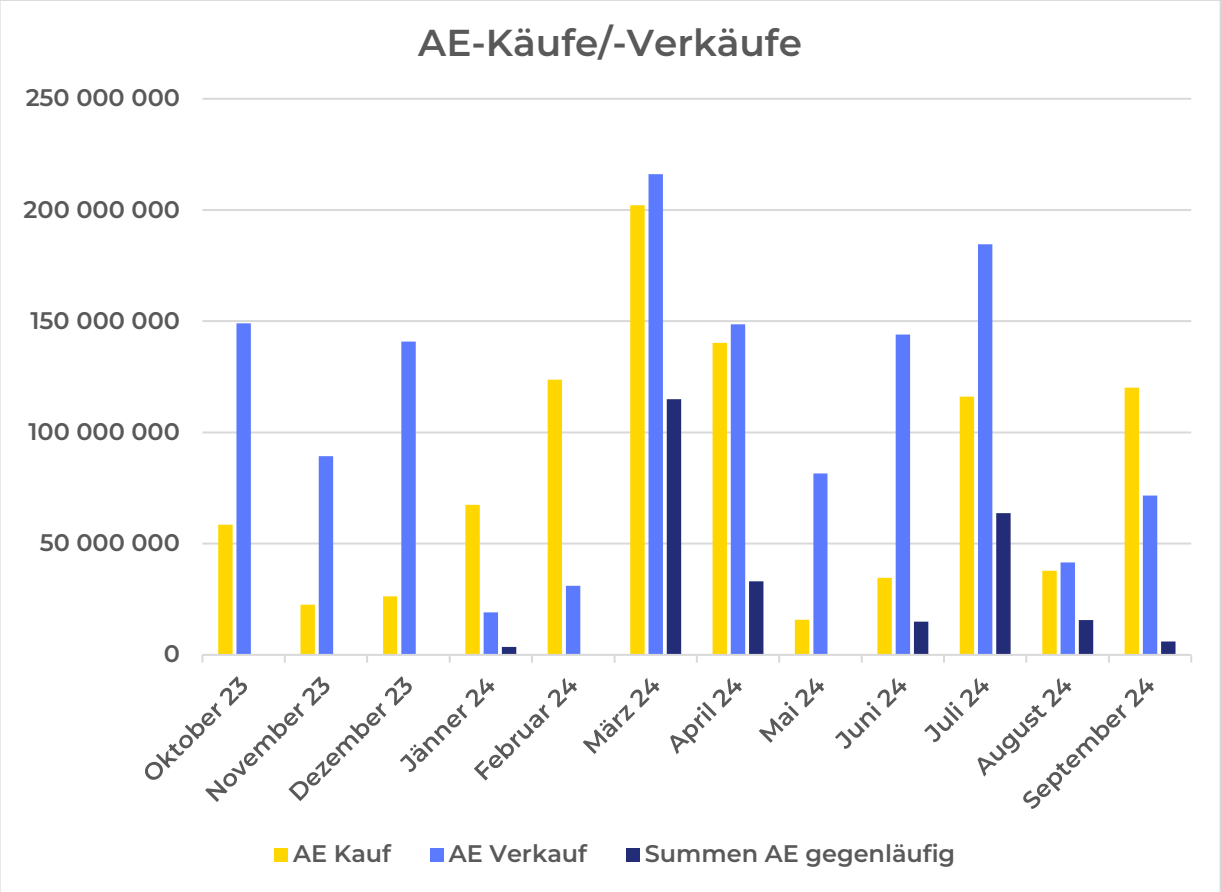

Abbildung 13: AE-Käufe im MG-Ost im Gasjahr 2023/24

Abbildung 13 verdeutlicht die monatliche Entwicklung von AE-Käufen (gelb), AE-Verkäufen (hellblau) sowie gegenläufigen AE-Abrufen (dunkelblau). Besonders auffällig sind die hohen gegenläufigen Ausgleichsenergievolumina in März, April und Juli 2024.

Im MG Ost gab es im Gasjahr 23/24 die Notwendigkeit, an 86 Gastagen Ausgleichsenergie zu kaufen. An 119 Gastagen wurde Ausgleichsenergie verkauft und an 17 Gastagen kam es zu gegenläufigen Ausgleichenergieabrufen. Die drei Gastage mit den höchsten gegenläufigen Ausgleichsenergiemengen sind beispielhaft in Tabelle 1 angeführt.

In Summe wurde 965 564 MWh Ausgleichsenergie gekauft und 1 317 462 MWh verkauft, was auf eine tendenzielle Überlieferung des Marktgebiets schließen lässt.

Im österreichischen Bilanzierungsmodell ist ein untertägiges Anreizsystem implementiert, welches innerhalb des Gastages die stündliche Ausgeglichenheit je BG beanreizt. Dabei gilt ein Toleranzbereich in der Höhe von vier Prozent bezogen auf die allokierten EKV-Ausspeisungen. Die Summe der stündlichen Überschreitungsmengen je BG außerhalb des Toleranzbereichs werden mit einem spezifischen Kostenbeitrag aus der Differenz zwischen mengengewichteten Durchschnittspreisen für physikalische AE-Käufe und -Verkäufe des

Gastages bepreist. Dieses Strukturierungsentgelt wird allerdings nur dann verrechnet, wenn zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität innerhalb eines Gastages physikalische Ausgleichsenergie ge- und verkauft werden musste.

Tabelle 1: Gastage mit den höchsten gegenläufigen Mengen AE Kauf/Verkauf im MG-Ost im Gasjahr 2023/24

Tag	Menge Kauf [MWh]	Menge Verkauf [MWh]
28.3.2024	56 000	54 000
30.3.2024	46 926	45 000
2.7.2024	39 000	51 000

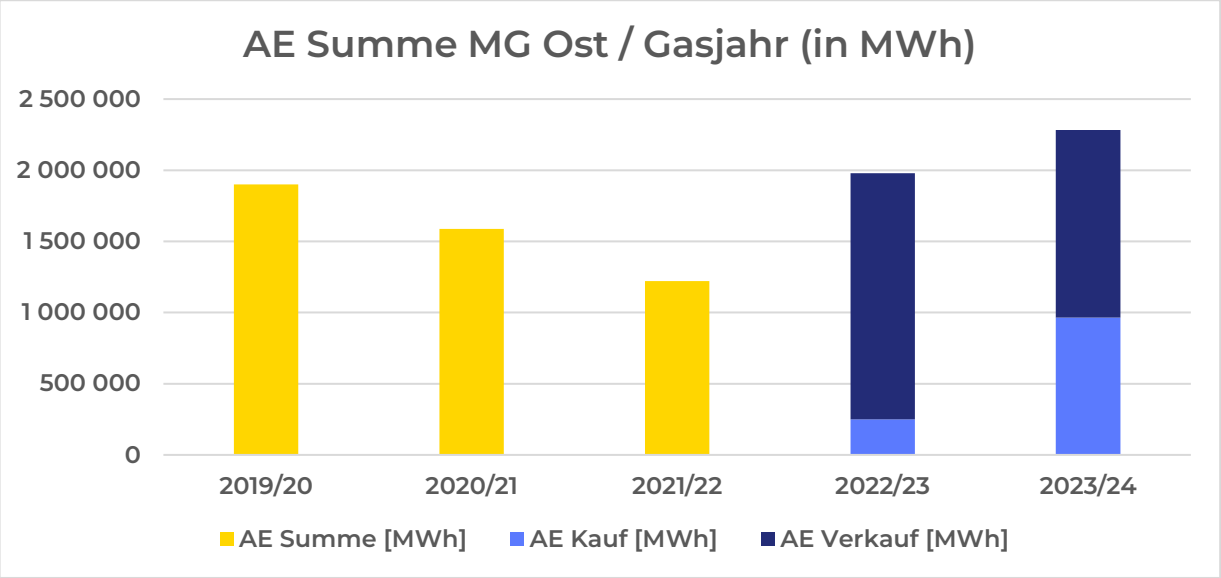

Abbildung 14: AE-Summen MG-Ost der letzten fünf Gasjahre

In der Tabelle werden die Summen der Mengen der Ausgleichsenergie (Kauf und Verkauf) im MG Ost verglichen. Ab dem Gasjahr 2022/23 erfolgt zusätzlich eine Aufteilung der Ausgleichsenergiemengen in Kauf und Verkauf. Im Gasjahr 23/24 sind die Mengen im Vergleich zum Vorjahr weiter gestiegen.

3.4.2 Marktgebiete Tirol & Vorarlberg

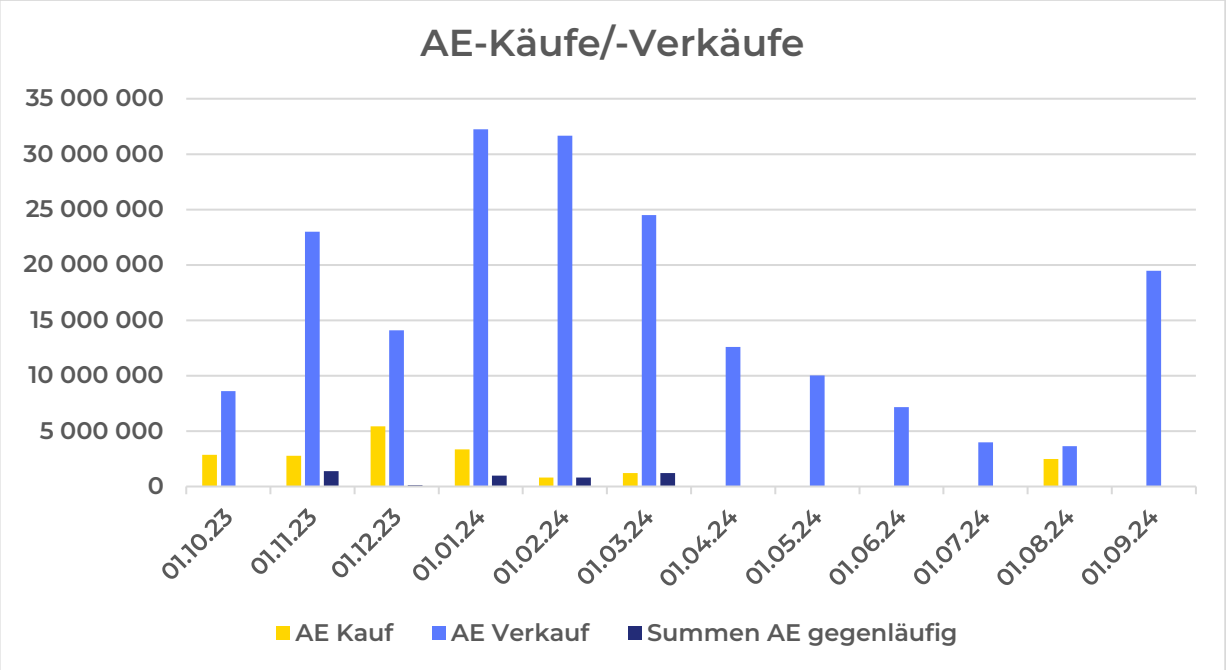

Abbildung 15: AE-Käufe im MG-T & V im Gasjahr 2023/24

Im MG Tirol und Vorarlberg gab es im Gasjahr 23/24 die Notwendigkeit, an 20 Gastagen Ausgleichsenergie zu kaufen. An 201 Gastagen wurde Ausgleichsenergie verkauft und an 8 Gastagen kam es zu gegenläufigen Ausgleichsenergieabrufen. Die drei Gastage mit den höchsten gegenläufigen Ausgleichsenergiemengen sind beispielhaft in Tabelle 2 angeführt.

In Summe wurde 18 870 MWh Ausgleichsenergie gekauft und 190 980 KWh verkauft, was ebenfalls wie im MG-Ost auf eine deutlich überwiegende Überlieferung schließen lässt.

Tabelle 2: Gastage mit den höchsten gegenläufigen Mengen AE Kauf/Verkauf im MG-Tirol & Vorarlberg im Gasjahr 2023/24

Tag	Menge Kauf (in MWh)	Menge Verkauf (in MWh)
29.11.2023	810	2 150
4.2.2024	800	2 120
10.3.2024	1 200	3 060

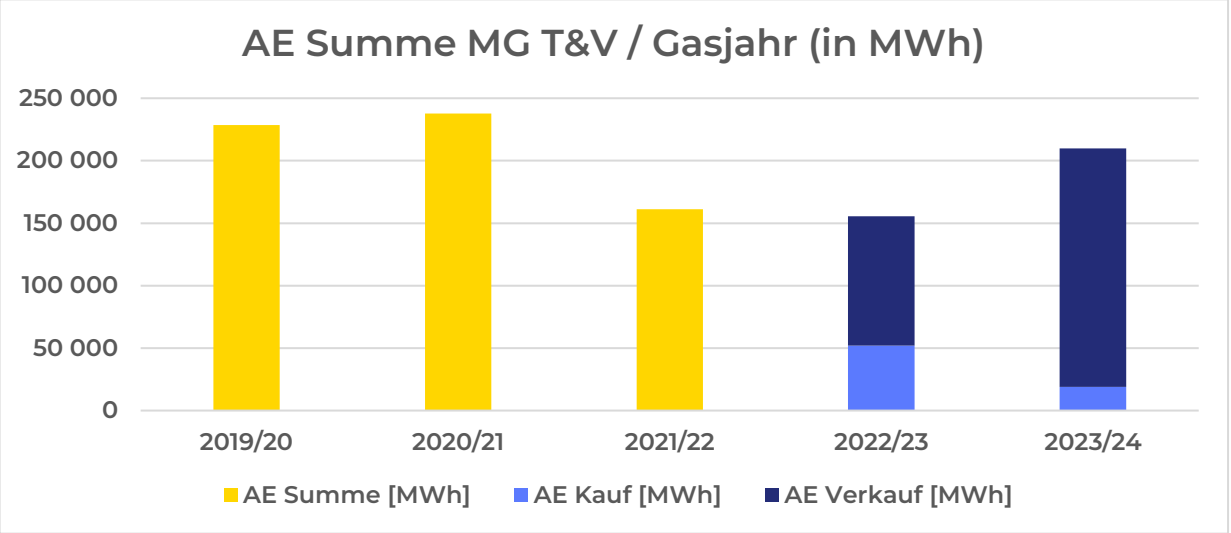

Abbildung 16: AE-Summen MG-Tirol und Vorarlberg

In der Tabelle werden die Summen der Mengen der Ausgleichsenergie (Kauf und Verkauf) im MG T&V verglichen. Ab dem Gasjahr 2022/23 erfolgt zusätzlich eine Aufteilung der Ausgleichsenergiemengen in Kauf und Verkauf. Im Gasjahr 23/24 sind die Mengen im Vergleich zum Vorjahr weiter gestiegen.

3.5 Conclusio

Das aktuelle Bilanzierungssystem kann als funktional bezeichnet werden, da gegenläufige Ausgleichsenergie an nur wenigen Tagen beschafft werden musste. Die vorgesehenen Anreize für BGVs, hinsichtlich der ihrer Bilanzgruppe zugeordneten Ein- und Ausspeisungen innerhalb der Bilanzierungsperiode für einen bestmöglichen Ausgleich zu sorgen, können als ausreichend eingeschätzt werden. Dies kann an den relativ konstanten Ausgleichsenergiemengen im Zeitverlauf bei stabilen Kosten für die Marktteilnehmer und der durchgehend sichergestellten Netzstabilität abgelesen werden.

Aus der gestiegenen Anzahl an Tagen mit gegenläufigen AE-Abrufen sowie der teils sehr hohen Marktgebietsimbalance lässt sich dennoch konstatieren, dass sich der mit der Verrechnung des spezifischen Kostenbeitrags auf Basis des untertägigen Anreizsystems verbundene Anreiz für ausgeglichene Nominierungen (vgl. dazu auch Kapitel 5), insbesondere im MG Ost, nicht durchgehend auf das Nominierungsverhalten der BGV (ohne Endkundenportfolio in Österreich) auswirkt.

AGGM regt diesbezüglich an, diese Situation insbesondere im Zusammenhang mit den zum 1.1.2025 erhöhten Zeitfaktoren für Within-Day-Kapazitätsprodukte weiter zu beobachten, um allenfalls nach einer längeren Evaluierungsperiode Optimierungsmaßnahmen abzuleiten.

4 Kommerzielle Bilanzierung in den Marktgebieten

4.1 Ausgleichsenergiepreise

Das österreichische Ausgleichsenergiepreismodell basiert auf Börsepreisen.

Grundsätzlich gilt:

Wenn die Tagesunausgeglichenheit einer Bilanzgruppe positiv ist (d.h. die Einspeisungen des jeweiligen Gastages die Ausspeisungen übersteigen), wird der Grenzverkaufspreis angewendet.

Dieser ergibt sich als der niedrigere der beiden folgenden Preise:

1) der niedrigste Preis aller physikalischen Ausgleichsenergieverkäufe für den jeweiligen Gastag, oder

2) der Börsereferenzpreis des jeweiligen Gastags abzüglich einer kleinen Anpassung idH von drei Prozent.

Wenn die Tagesunausgeglichenheit einer Bilanzgruppe negativ ist (d.h. die Einspeisungen desjeweiligen Gastages hinter den Ausspeisungen zurückbleiben), wird der Grenzankaufspreis angewendet.

Dieser ergibt sich als der höhere der beiden folgenden Preise:

1) der höchste Preis aller physikalischen Ausgleichsenergiekäufe für den jeweiligen Gastag, oder

2) der Börsereferenzpreis des jeweiligen Gastags zuzüglich einer kleinen Anpassung idH von drei Prozent.

Im Falle einer Krisenstufe gilt:

Sofern für ein Marktgebiet eine Krisenstufe ausgerufen wurde, gilt der mengengewichtete Durchschnittspreis aller physikalischen Käufe bzw. Verkäufe mit Auf- bzw. Abschlag, sollten neben Börsemengen auch andere Bilanzierungsinstrumente zum Einsatz kommen.

4.2 Ausgleichsenergiepreise Marktgebiet Ost

Abbildung 17 zeigt den Verlauf der Ausgleichsenergiepreise im Marktgebiet Ost.

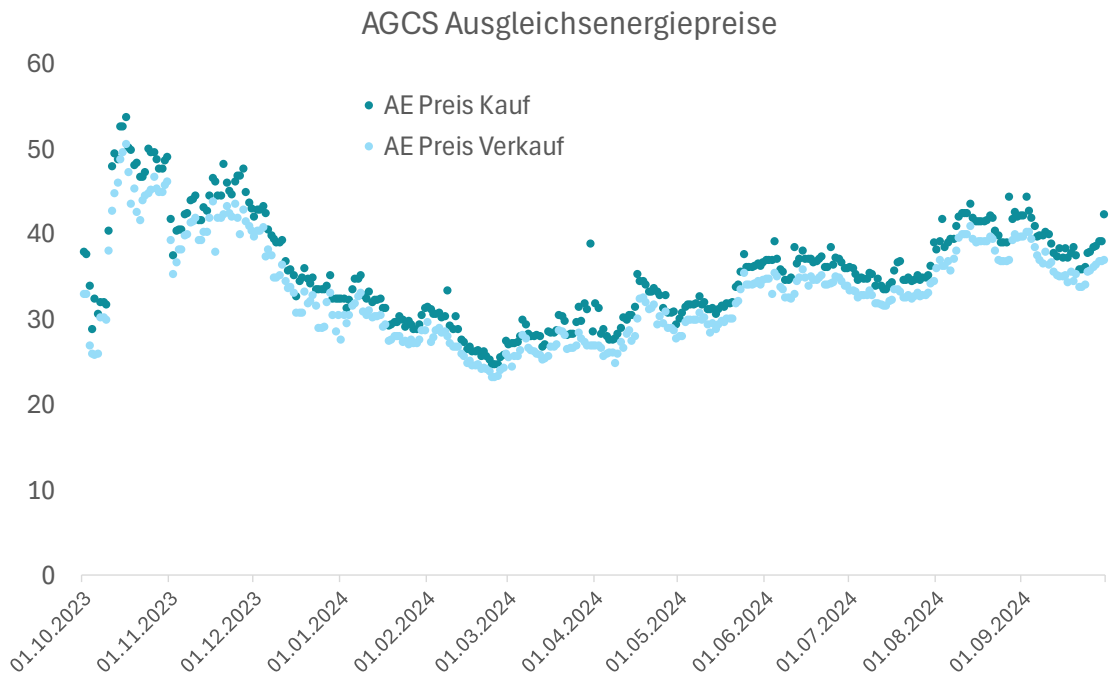

Abbildung 17: AGCS Ausgleichsenergiepreise in EUR/MWh

Preisstatistik Unterlieferungen:

Tabelle 3: AGCS Ausgleichsenergiepreise Bezug in EUR/MWh

Monat	Durchschnittlicher AE Preis Kauf	Minimaler AE Preis Kauf	Maximaler AE Preis Kauf
2023-10	50,102	31,830	56,650
2023-11	43,951	37,550	49,630
2023-12	36,712	32,440	43,350
2024-01	31,506	28,990	35,280
2024-02	27,902	24,740	32,870
2024-03	28,722	26,870	37,230
2024-04	31,118	27,340	35,530
2024-05	33,189	29,840	37,770
2024-06	36,643	34,710	39,210
2024-07	35,118	33,570	39,860
2024-08	40,923	37,980	44,700
2024-09	39,039	35,900	45,030

Preisstatistik Überlieferungen:

Tabelle 4: AGCS Ausgleichsenergiepreise Lieferung in EUR/MWh

Monat	Durchschnittlicher AE Preis Verkauf	Minimaler AE Preis Verkauf	Maximaler AE Preis Verkauf
2023-10	40,754	25,220	50,630
2023-11	40,958	35,360	44,910
2023-12	34,050	27,960	40,960
2024-01	29,469	26,630	33,230
2024-02	26,058	23,300	30,150
2024-03	26,968	24,860	30,240
2024-04	28,767	24,250	32,570
2024-05	31,169	27,270	36,140
2024-06	34,494	31,540	36,930
2024-07	32,878	31,620	36,020
2024-08	38,430	35,680	41,020
2024-09	36,480	33,560	40,270

Verteilung der Preise:

Die Verteilung der Preise zwischen dem Grenzpreis und dem mengengewichteten Durchschnittspreis zuzüglich einer kleinen Anpassung ist in Tabelle 5 ersichtlich.

Tabelle 5: Aufteilung AEP Kauf Grenzpreis und Referenzpreis zzgl. einer kleinen Anpassung

Monat	CEGHIX +3%	Grenzpreis Kauf	CEGHIX -3%	Grenzpreis Verkauf
2023-10	12	19	14	17
2023-11	19	11	12	18
2023-12	18	13	12	19
2024-01	13	18	21	10
2024-02	16	13	20	9
2024-03	14	17	19	12
2024-04	18	12	11	19
2024-05	20	11	16	15
2024-06	21	9	17	13
2024-07	16	15	14	17
2024-08	22	9	21	10
2024-09	17	13	15	15

4.3 Ausgleichsenergiepreise Marktgebiete Tirol und Vorarlberg

Abbildung 18 zeigt den Verlauf der Ausgleichsenergiepreise in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg.

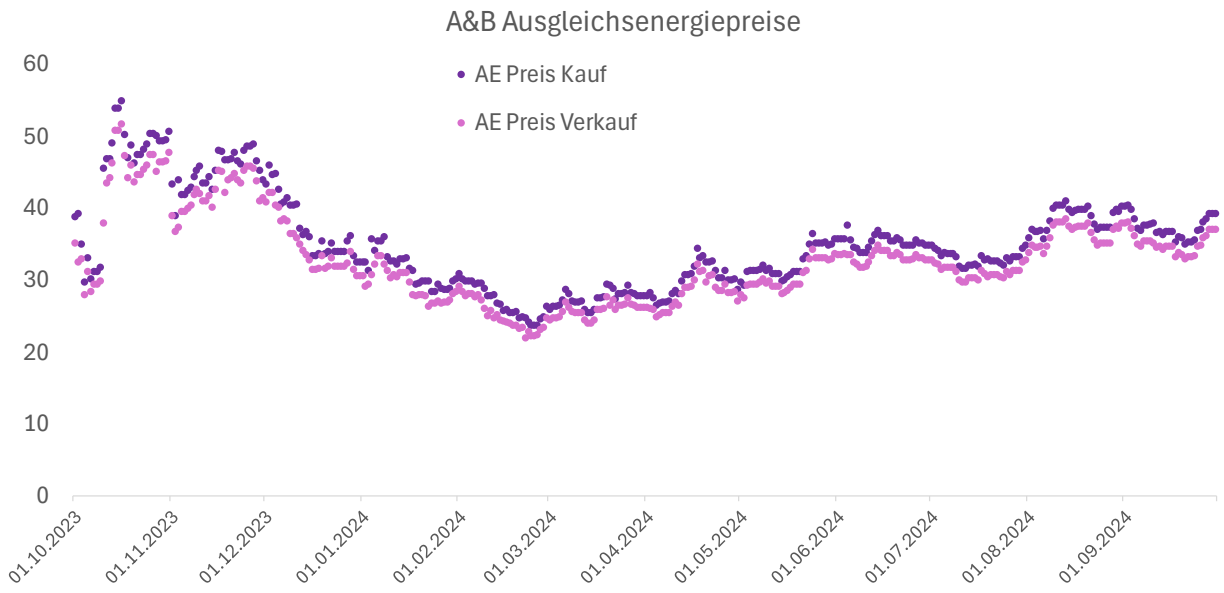

Abbildung 18: A&B Ausgleichsenergiepreise in EUR/MWh

Preisstatistik Unterlieferungen:

Tabelle 6: A&B Ausgleichsenergiepreise Bezug

Monat	Durchschnittlicher AE Preis Kauf	Minimaler AE Preis Kauf	Maximaler AE Preis Kauf
2023-10	44,508	29,710	54,890
2023-11	45,213	39,000	49,850
2023-12	37,308	30,580	47,390
2024-01	31,469	28,430	36,770
2024-02	26,880	23,680	30,960
2024-03	27,520	25,510	29,520
2024-04	29,945	26,480	34,490
2024-05	32,344	29,330	36,450
2024-06	35,372	33,810	37,710
2024-07	33,081	31,590	34,930
2024-08	38,655	35,780	40,970
2024-09	37,390	34,980	40,500

Preisstatistik Überlieferungen:

Tabelle 7: A&B Ausgleichsenergiepreise Lieferung

Monat	Durchschnittlicher AE Preis Verkauf	Minimaler AE Preis Verkauf	Maximaler AE Preis Verkauf
2023-10	42,010	27,980	51,70
2023-11	42,335	36,730	46,75
2023-12	34,899	30,630	42,26
2024-01	29,425	25,610	33,88
2024-02	25,126	22,040	29,16
2024-03	25,990	23,940	27,80
2024-04	28,196	24,940	32,59
2024-05	30,453	27,620	34,32
2024-06	33,279	31,640	35,52
2024-07	31,163	29,700	33,85
2024-08	36,416	33,690	38,57
2024-09	35,284	32,500	38,14

Verteilung der Preise:

Die Verteilung der Preise zwischen dem Grenzpreis und dem mengengewichteten Durchschnittspreis zuzüglich einer kleinen Anpassung ist in Tabelle 8 ersichtlich.

Tabelle 8: Anzahl der Preiselemente

Monat	Grenzpreis Kauf	EEX +3%	Grenzpreis Verkauf	EEX -3%
2023-10	20	11	10	21
2023-11	17	13	7	23
2023-12	20	11	9	22
2024-01	25	6	7	24
2024-02	20	9	4	25
2024-03	25	6	5	26
2024-04	22	8	15	15
2024-05	26	5	15	16
2024-06	19	11	11	19
2024-07	20	11	12	19
2024-08	23	8	19	12
2024-09	21	9	3	27

5 Ergänzendes untertägiges Anreizsystem gemäß § 23 GMMO-VO 2020

In Ergänzung zur Verrechnung der Ausgleichsenergiepreise unterliegen Bilanzgruppenverantwortliche einem untertägigen Anreizsystem. Dieses Anreizsystem soll BGV dazu bewegen, trotz der Verrechnung der Ausgleichsenergiepreise auf Tagesbasis, ausgeglichene stündliche Nominierungen abzugeben. BGV, welche diesem Anreiz nicht folgen, müssen sich an eventuell anfallenden Kosten der untertägigen Strukturierung beteiligen.

Für alle Bilanzgruppen gilt, dass die stündlichen Differenzen ermittelt und kumuliert werden. Es wird eine Toleranz von 4% der täglichen Ausspeisungen an Endverbraucher gewährt. Die kumulierten Mengen, welche diese Toleranz überschreiten, bilden die Mengenbasis für die Verrechnung der Kosten der untertägigen Strukturierung.

Die errechneten Toleranzbandüberschreitungen kommen jedoch nur zur Verrechnung, wenn es innerhalb eines Gastages sowohl Käufe als auch Verkäufe physikalischer Ausgleichsenergie gibt.

5.1 Untertägiges Anreizsystem Marktgebiet Ost

Die Verteilung der Toleranzbandüberschreitungen zwischen Versorger und Shipper Bilanzgruppen wird in Abbildung 19 dargestellt.

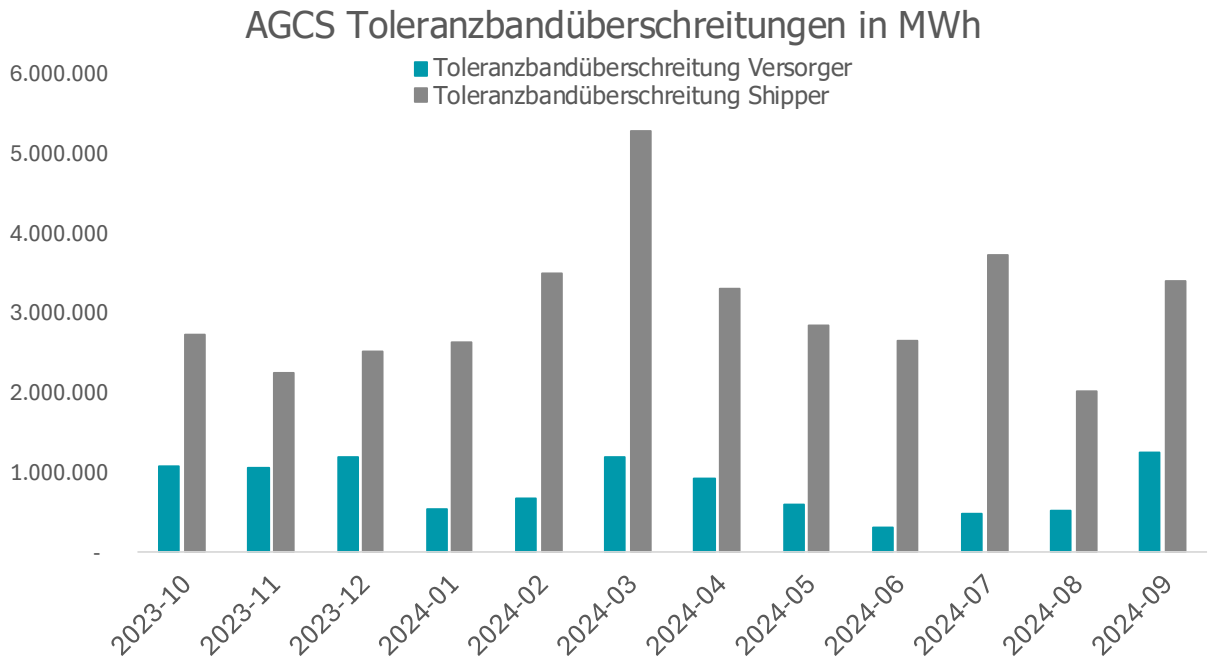

Abbildung 19: AGCS Toleranzbandüberschreitungen je Versorger und Shipper

In Abbildung 20 ist ersichtlich, dass lediglich ein kleiner Teil der monatlichen Toleranzbandüberschreitungen tatsächlich verrechnet werden, da gegenläufige Abrufe im Laufe des Gasjahres verhältnismäßig selten vorgekommen sind.

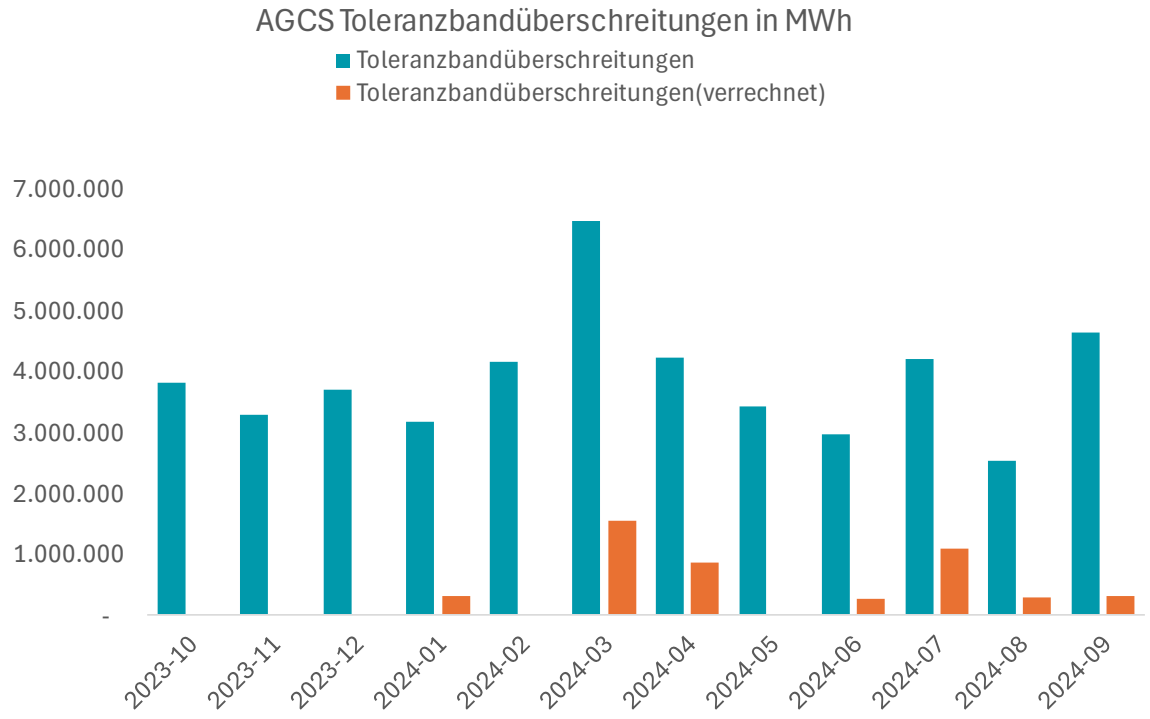

Abbildung 20: AGCS Toleranzbandüberschreitungen in MWh

Die Berechnung des Entgelts der untertägigen Strukturierung (Strukturierungsentgelt bzw. Spezifischer Kostenbeitrag) wird grundsätzlich als Differenz zwischen dem mengengewichteten Kauf sowie des mengengewichten Verkaufspreises durchgeführt und darf nicht kleiner 0 EUR/MWh sein (potentielles Strukturierungsentgelt). Die Bilanzierungsstellen dürfen jedoch durch die Verrechnung des Entgelts nicht mehr einnehmen als die Kosten des gegenläufigen Abrufs. In diesem Fall wird das Strukturierungsentgelt so gedeckelt, dass diese Bedingung erfüllt wird.

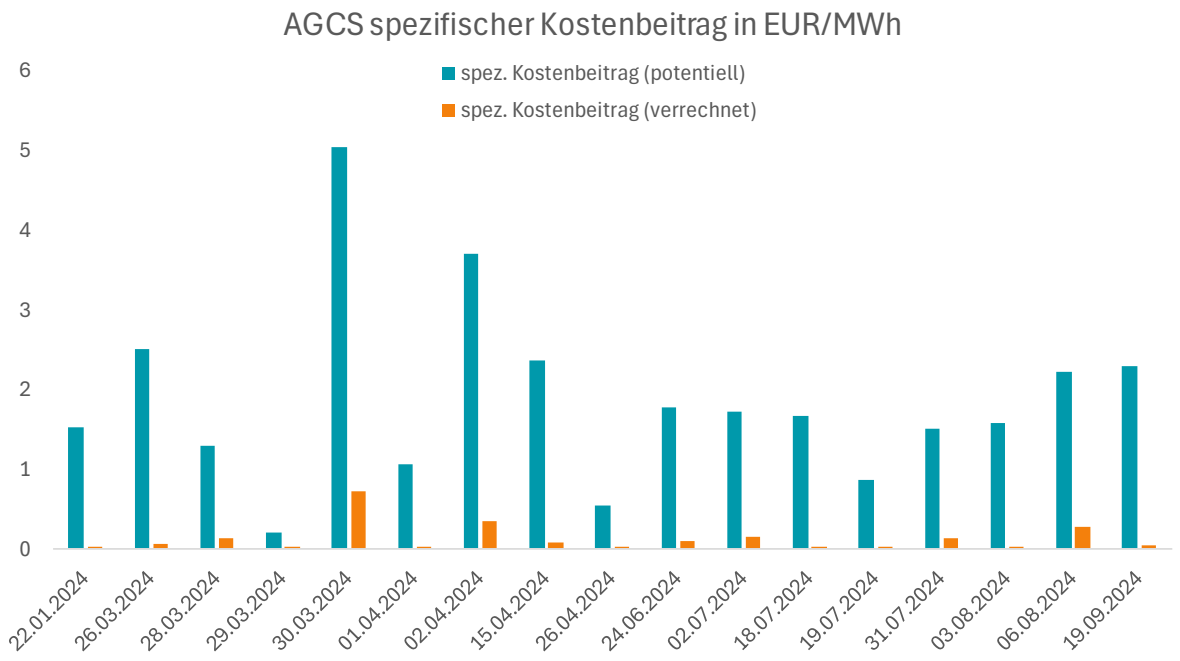

Abbildung 21: AGCS Strukturierungsentgelt bzw. spezifischer Kostenbeitrag in EUR/MWh

Das potentielle Strukturierungsentgelt im Marktgebiet Ost war im Gasjahr 2023/2024 um ein Vielfaches höher als das verrechnete Strukturierungsentgelt. Es gab 17 Gastage mit gegenläufigen Abrufen. Das Entgelt wurde im Durchschnitt auf 5,4% des potentiellen Wertes reduziert. Die minimale Reduktion lag bei 14,3%, die maximale Reduktion bei 1,1% des potentiellen Wertes.

Die Deckelung des Entgelts hatte dementsprechende Auswirkungen auf die verrechneten Kostenbeiträge.

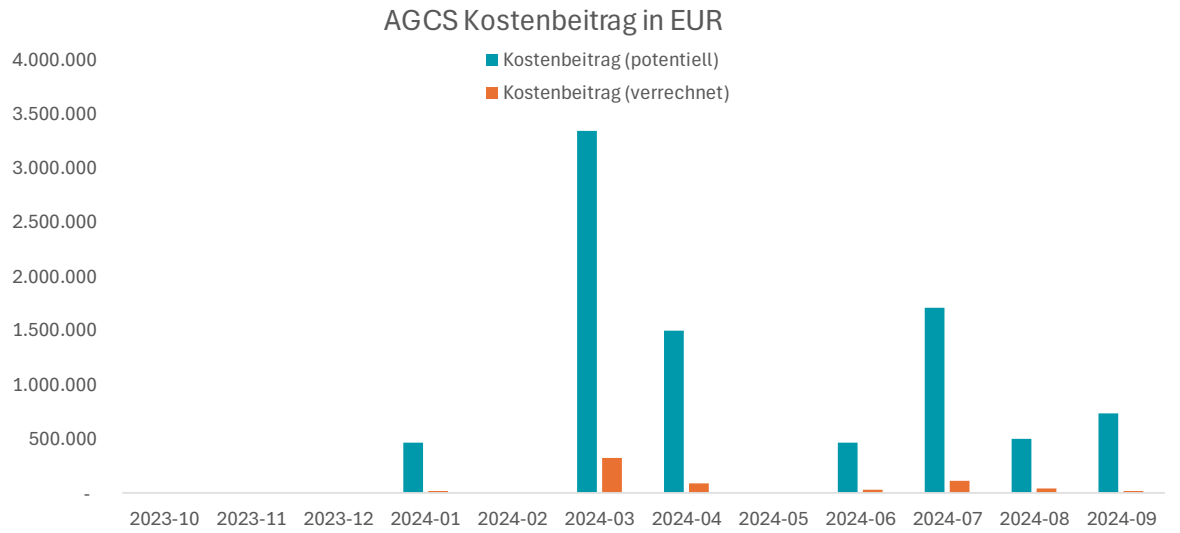

Abbildung 22: AGCS Kostenbeitrag in EUR

Die Verteilung der Verrechnung der Kostenbeiträge zwischen Versorger und Shipper Bilanzgruppen spiegelt die Verteilung der Toleranzbandüberschreitungen wider und ist in Abbildung 23 ersichtlich.

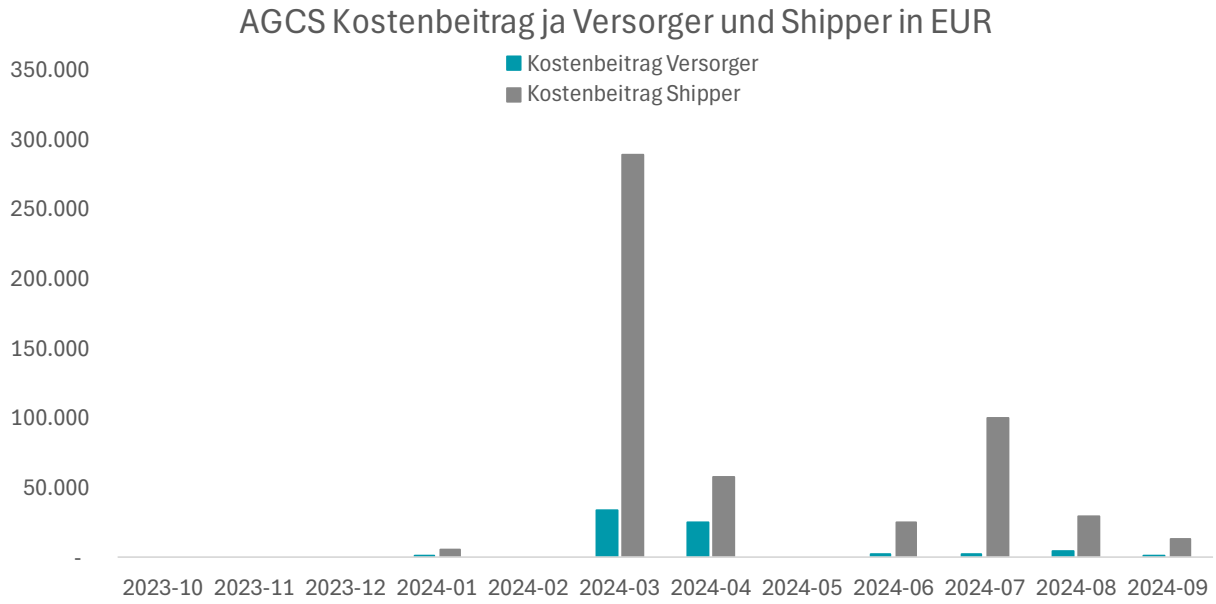

Abbildung 23: AGCS Kostenbeitrag je Versorger und Shipper

5.2 Untertägiges Anreizsystem Marktgebiete Tirol und Vorarlberg

In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg stellen sich die Toleranzbandüberschreitungen je Versorger und Shipper Bilanzgruppen wie folgt dar.

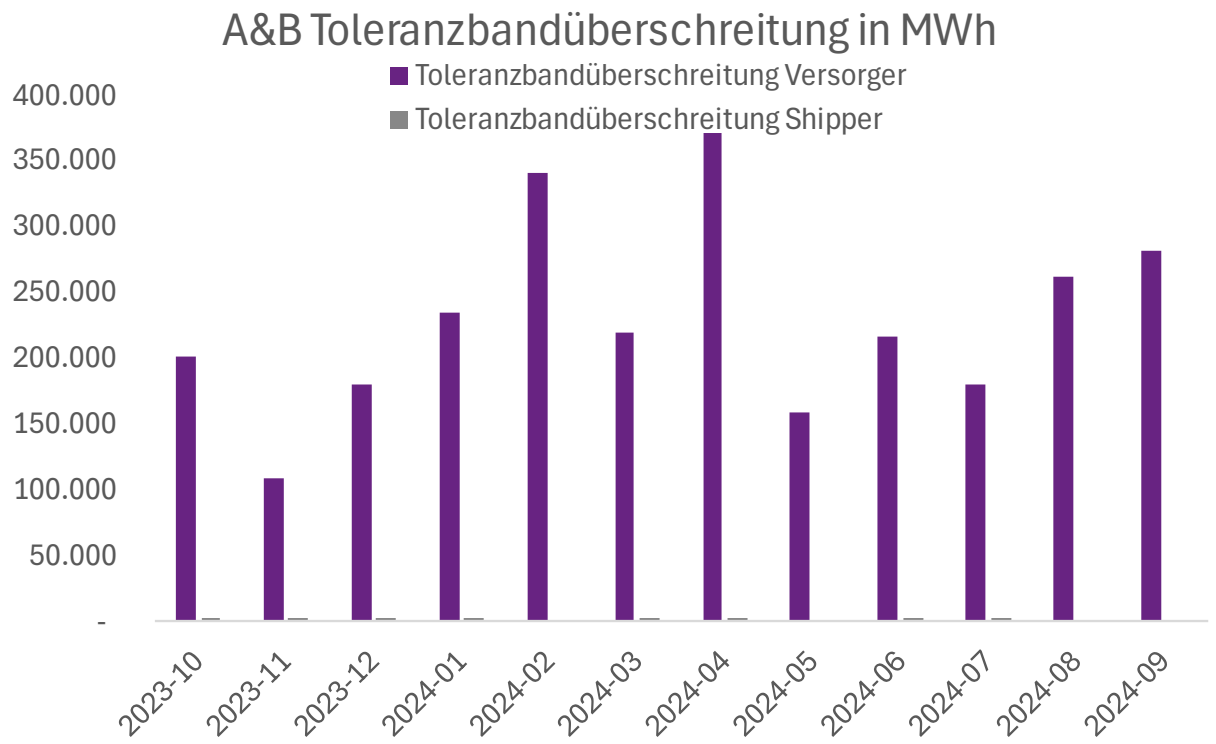

Abbildung 24: A&B Toleranzbandüberschreitungen je Versorger und Shipper

Die gesamten und verrechneten Toleranzbandüberschreitungen ergeben sich folgendermaßen.

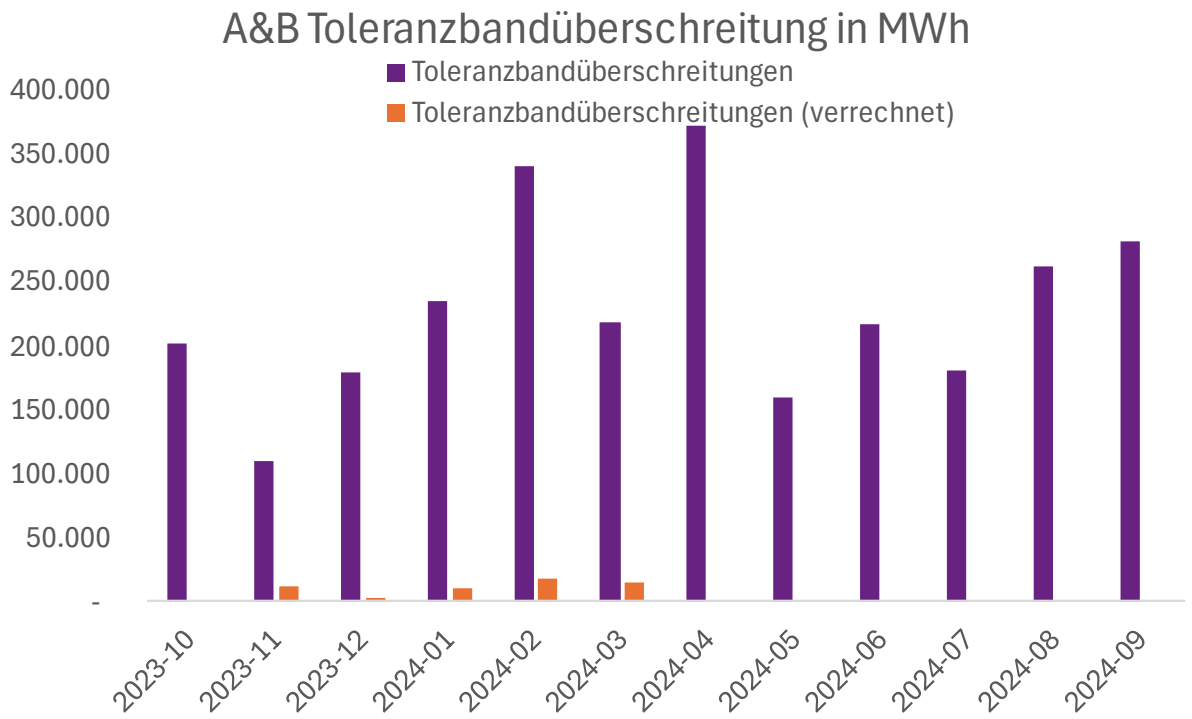

Abbildung 25: A&B Toleranzbandüberschreitungen in MWh

Es gab an acht Tagen gegenläufige Abrufe an der Gasbörse und somit verrechnete Toleranzbandüberschreitungen.

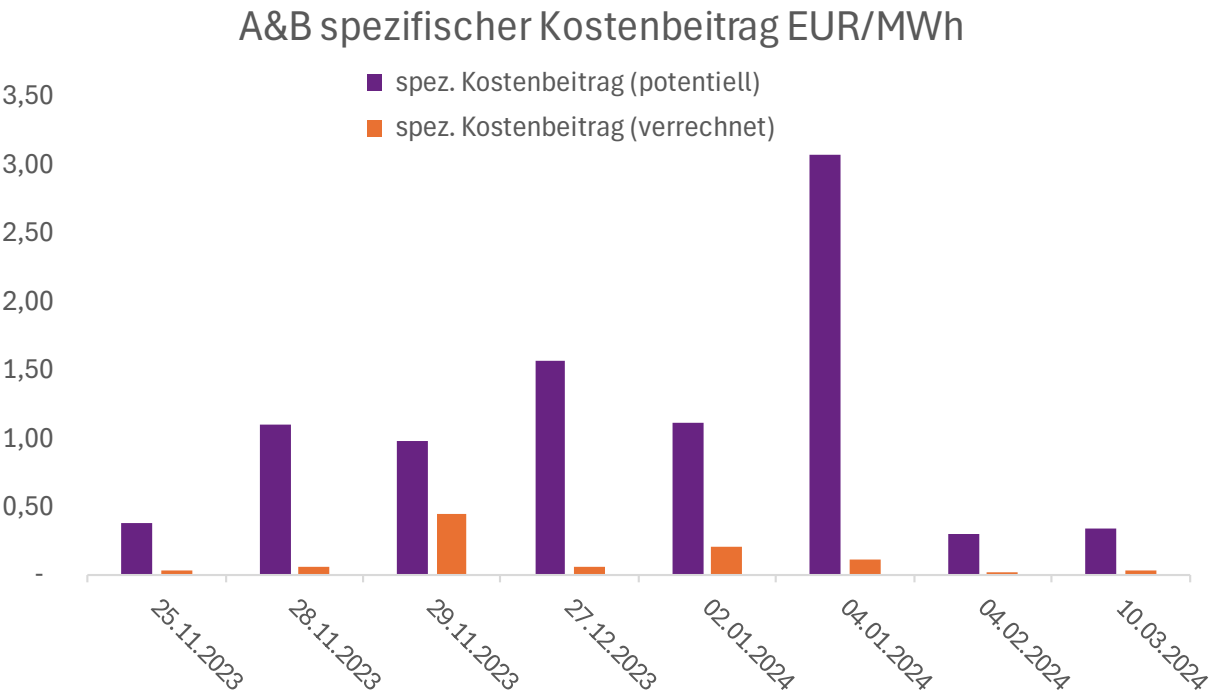

Abbildung 26: A&B Strukturierungsentgelt bzw. spezifischer Kostenbeitrag

Im Durchschnitt wird das Strukturierungsentgelt in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg auf 12% des potenziellen Werts reduziert. Die minimale Reduktion lag bei 45%, die maximale

Reduktion bei 4% des potentiellen Strukturierungsentgelts.

In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg stellt sich die Situation ähnlich wie im Marktgebiet Ost dar.

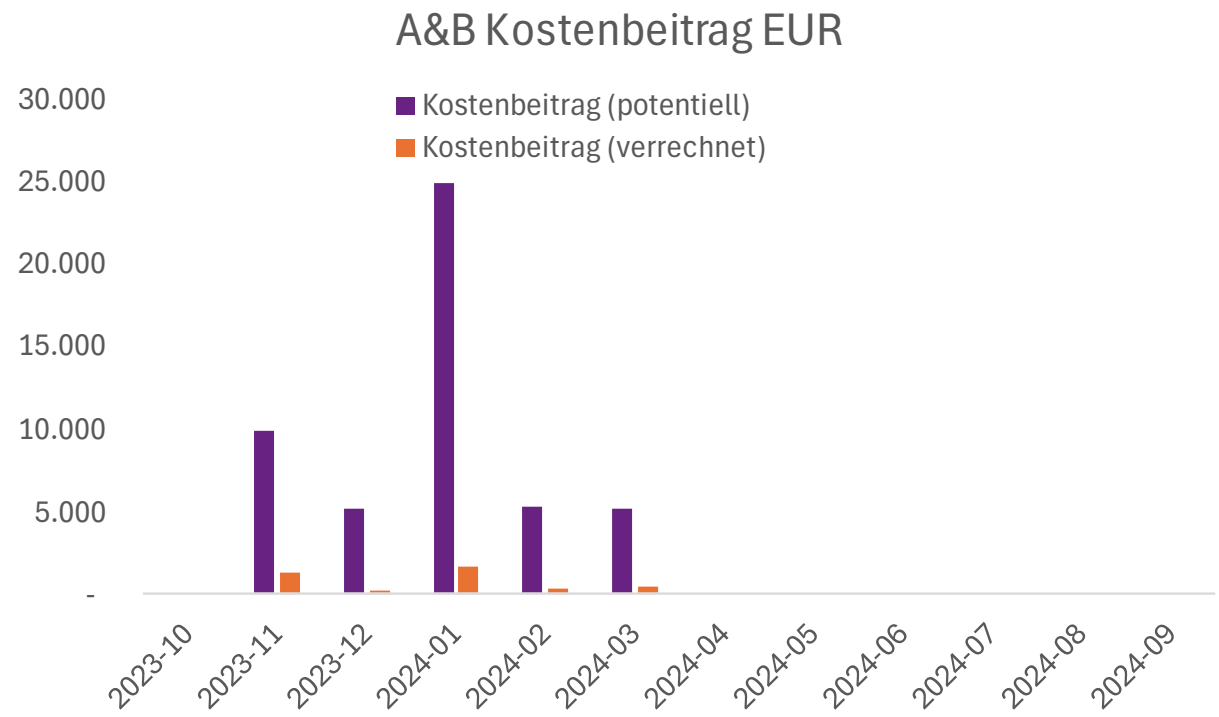

Abbildung 27: A&B Kostenbeitrag in EUR

Die Kostenbeiträge wurden hauptsächlich an Versorger Bilanzgruppen verrechnet. Lediglich am 10.03.2024 wurden 0,13% der Kosten an Shipper verrechnet.

6 Umlagekonto

6.1 Umlagekonto Marktgebiet Ost

Die Entwicklung des Umlagekontos der AGCS im Gasjahr 23/24 war relativ konstant. Im ersten Halbjahr wurde der Stand von rund EUR 154 Mio. gehalten. Im zweiten Halbjahr baute sich das Umlagekonto auf rund EUR 158 Mio. auf. Insgesamt gab es einen Zuwachs von EUR 4.309.533,-. Die Umlagen gemäß § 21 Abs. 1 Z 6 GMMO-VO 2020 wurden von Oktober 2023 bis September 2024 mit 0 EUR/MWh festgelegt.

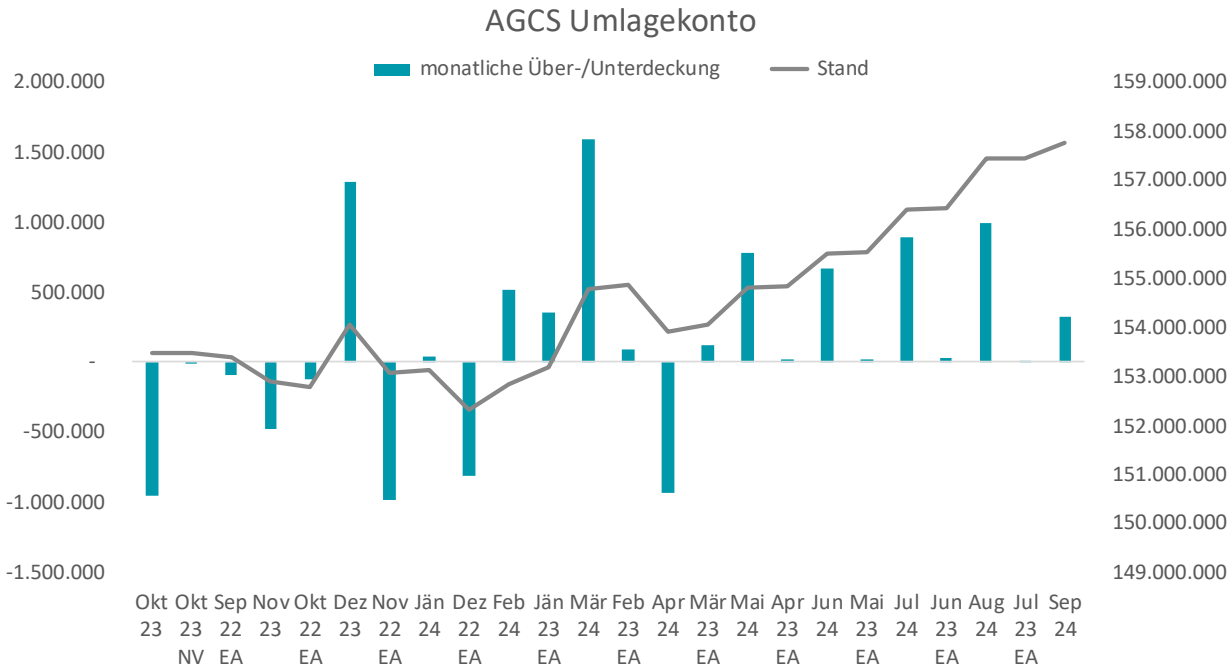

Abbildung 28: AGCS Umlagekonto

Abgebildet sind die 1. Clearings und etwaige Nachverrechnungen (NV) der Monate 10/2023 – 09/2024 sowie die 2. Clearings (EA) der Monate 09/2022 – 07/2023.

6.2 Umlagekonto Marktgebiete Tirol und Vorarlberg

Im Gasjahr 23/24 wurde die Verrechnung der Umlagen gemäß § 21 Abs. 1 Z 6 und Z 1 GMMO-VO 2020 zur Kompensation der Verrechnung der deutschen Gasspeicherumlage von der Trading Hub Europe GmbH an die A&B fortgeführt. Von Oktober 2023 bis Dezember 2023 betrugen die Umlagen 1,45 EUR/MWh. Für den Zeitraum Jänner 2024 bis Juni 2024 wurde die Umlage auf 1,86 EUR/MWh und von Juli 2024 bis September 2024 auf 2,50 EUR/MWh erhöht. Dies entsprach der deutschen Gasspeicherumlage.

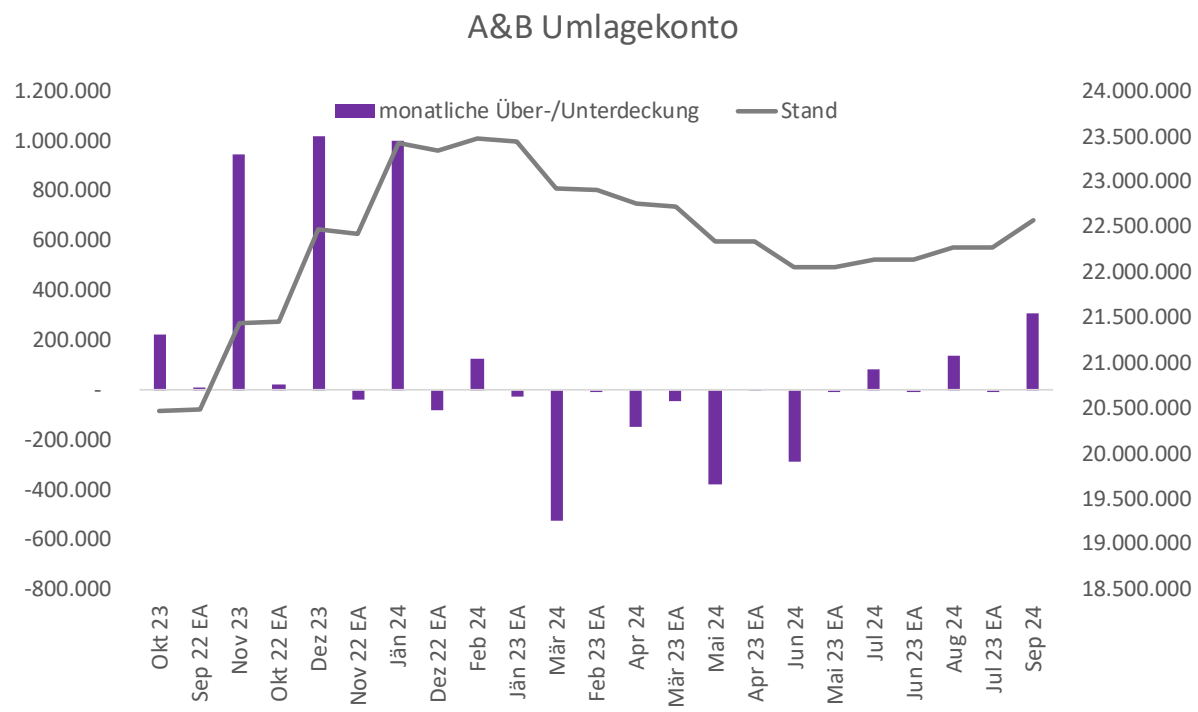

Abbildung 29: A&B Umlagekonto

Abgebildet sind die 1. Clearings und etwaige Nachverrechnungen (NV) der Monate 10/2023 – 09/2024 sowie die 2. Clearings (EA) der Monate 09/2022 – 07/2023.